Travaux publics Canada
Public Works Canada

Bureau des programmes solaires
Solar Programs Office

Travaux publics Canada
Bureau des programmes solaires

MANUEL DU COURS DE CONCEPTION DES SYSTÈMES SOLAIRES

Partie II: Sujets spécialisés

Novembre 1982

Renseignements

R. Culham
Ingénieur, Transfert de technologie
Bureau des programmes solaires
Immeuble Sir Charles Tupper
Confederation Heights
Ottawa K1A 0M2

(613) 998-3641

Le présent document n'est pas une publication ministérielle. Ne pas citer comme référence ni cataloguer en bibliothèque.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Pages
1	Evaluation des possibilites d'utilisation des systèmes solaires	1
2	Types de systèmes et fonctionnement	17
3	Démarche de la conception	78
4	Techniques de simulation	122

TABLE DES MATIERES

Chapitre		Page
1	ÉVALUATION DES POSSIBILITÉS D'UTILISATION DES SYSTÈMES SOLAIRES	1
	1.1 DÉTERMINATION DES POSSIBILITÉS	1
	1.1.1 Évaluation de la charge	1
	1.1.2 Emplacement des éléments	9
	1.2 OPTIMISATION DES POSSIBILITÉS	10
	1.3 EFFETS DES MESURES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE	13
	1.3.1 Rapport de faisabilité des projets AUES	15

FIGURES

Figure		
1.1.1	Coincidence entre l'énergie solaire disponible au cours de la journée et la consommation d'eau chaude domestique	2
1.1.2	Profil quotidien de débit massique	4
1.1.3	Courbe de rendement du capteur	7
1.1.4	Diagramme du trajet des rayons du soleil	11
1.3.1	Courbe de rendement du capteur	14

CHAPITRE I

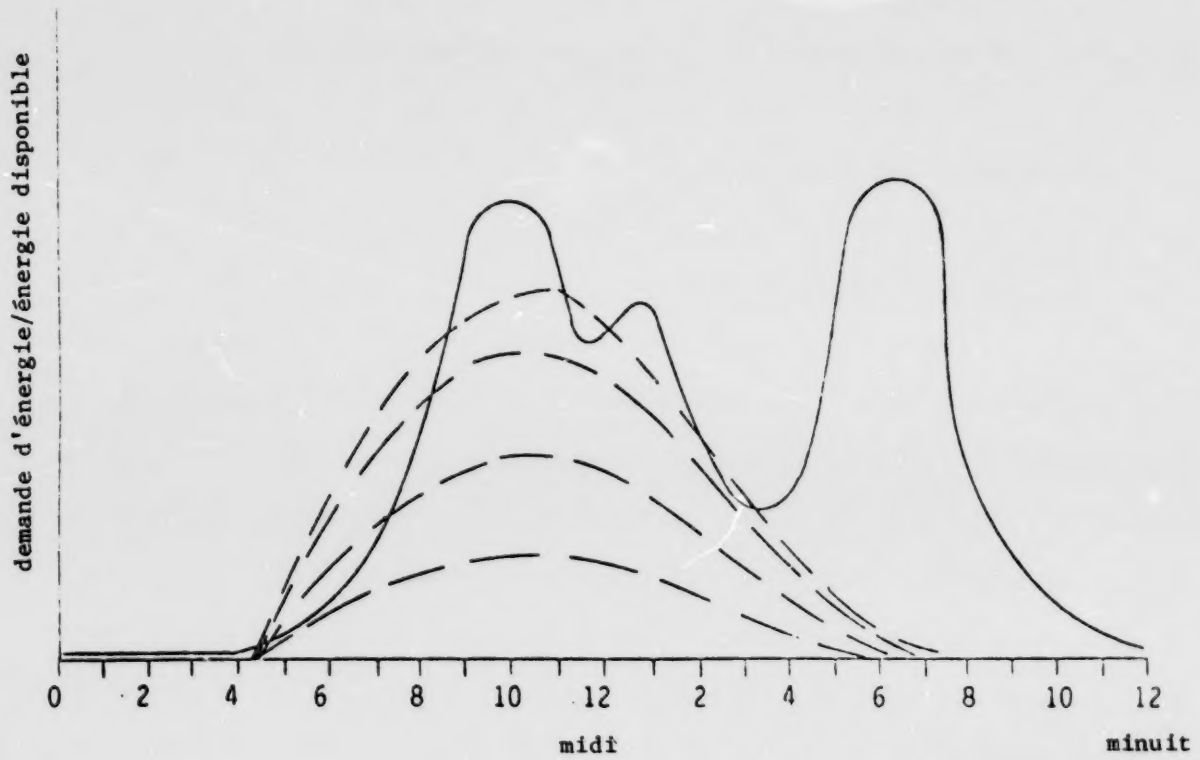
ÉVALUATION DES POSSIBILITÉS D'UTILISATION DES SYSTÈMES SOLAIRES

1.1 DÉTERMINATION DES POSSIBILITÉS

1.1.1 Évaluation de la charge

Lorsque l'on évalue les possibilités d'utiliser l'énergie solaire pour combler une partie de la demande énergétique dans un établissement, on doit rechercher le cas où la demande est importante, continue et centralisée et où elle peut être satisfaite par une énergie à basse température. On doit évaluer en même temps les effets des mesures d'économie d'énergie sur la charge. On doit d'abord prendre des mesures d'économie d'énergie afin d'éviter de surévaluer les dimensions du système solaire. Les frais fixes élevés associés aux systèmes solaires nous empêchent d'envisager les petits systèmes. Des charges importantes peuvent justifier de gros systèmes solaires, qui permettent des économies d'échelle.

Une demande continue d'énergie solaire réduit les problèmes associés au stockage de l'énergie. Dans la plupart des cas, on ne peut justifier économiquement un stockage d'énergie thermique supérieur à la consommation journalière. Les systèmes seront plus rentables s'il y a concordance entre la charge et le rayonnement solaire disponible, au cours de la journée et au cours de l'année. La figure 1.1.1 compare le rayonnement incident et le profil de la consommation d'eau chaude domestique, par un jour d'été ensoleillé, dans un cas particulier. Plus la surface du capteur est grande, plus la courbe du rayonnement incident s'élève. Lorsque le rayonnement incident est supérieur à la consommation, la différence d'énergie entre les courbes d'approvisionnement et de demande peut être stockée.



——— profil de consommation d'eau chaude domestique

— — — rayonnement solaire incident pour diverses surfaces de capteurs

Coincidence entre l'énergie solaire disponible au cours de la journée et la consommation d'eau chaude domestique

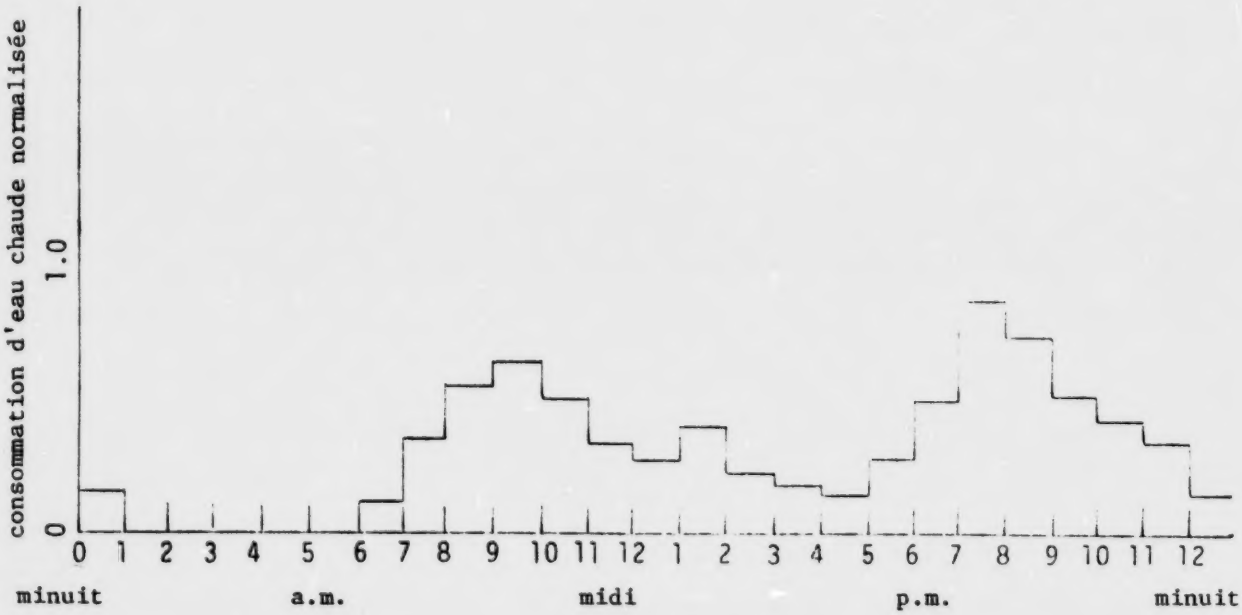
FIGURE 1.1.1

Comme on peut le voir, si le concepteur désire combler seulement une petite fraction de la demande d'eau chaude domestique, ce qui correspond aux courbes inférieures de rayonnement incident, le stockage est quasiment superflu puisque l'énergie disponible n'excède jamais la demande. Un réseau de capteurs plus important comblant une plus grande fraction de la demande d'eau chaude domestique recevra à l'occasion plus d'énergie que l'on peut en consommer au même moment. Le concepteur doit alors décider si la valeur de l'énergie en excès justifie le stockage. Si ce n'est pas le cas, il doit décider si le gain d'énergie justifie l'augmentation de la taille du système. Si le concepteur doit utiliser le stockage thermique, le programme informatisé FCHART peut l'aider à choisir la combinaison capteur-stockage optimale. Si l'on n'utilise pas le stockage, le concepteur doit se servir d'autres outils, comme le programme interactif WATSUN, pour optimiser la surface du capteur.

On peut évaluer une charge en mesurant la consommation réelle d'énergie ou on peut l'estimer par des moyens techniques ordinaires comme ceux présentés dans ASHRAE. On peut obtenir des données mesurées à partir des factures d'électricité ou en installant des appareils de mesure spéciaux sur la source d'énergie. Pour l'évaluation de la demande d'eau chaude domestique, on utilise souvent le profil FCHART, basé sur le programme informatisé TRNSYS et illustré à la figure 1.1.2. Il s'agit du PROFIL DE CHARGE RAND POUR UNE UTILISATION RÉSIDENTIELLE.*

---

*Rand Load Profile, ref. Rand Corporation, J.J. Munch, Residential Water, Heating; Fuel Conservation - Economic & Public Policy - R-1498 NSF, May 1974



Profil quotidien de débit massique

FIGURE 1.1.2

En ce qui concerne le chauffage des locaux, on peut évaluer les charges en calculant le coefficient de perte thermique pour le bâtiment et en utilisant ce coefficient en conjonction avec les données relatives aux degrés-jours à l'endroit donné. On peut aussi supposer un rendement de la chaudière et comparer la consommation d'énergie dans le bâtiment à des données antérieures dans le but d'obtenir un coefficient de perte thermique. On peut utiliser directement le coefficient de perte thermique dans le programme informatisé FCHART 4.0 lorsque l'on veut prévoir la performance de divers systèmes solaires.

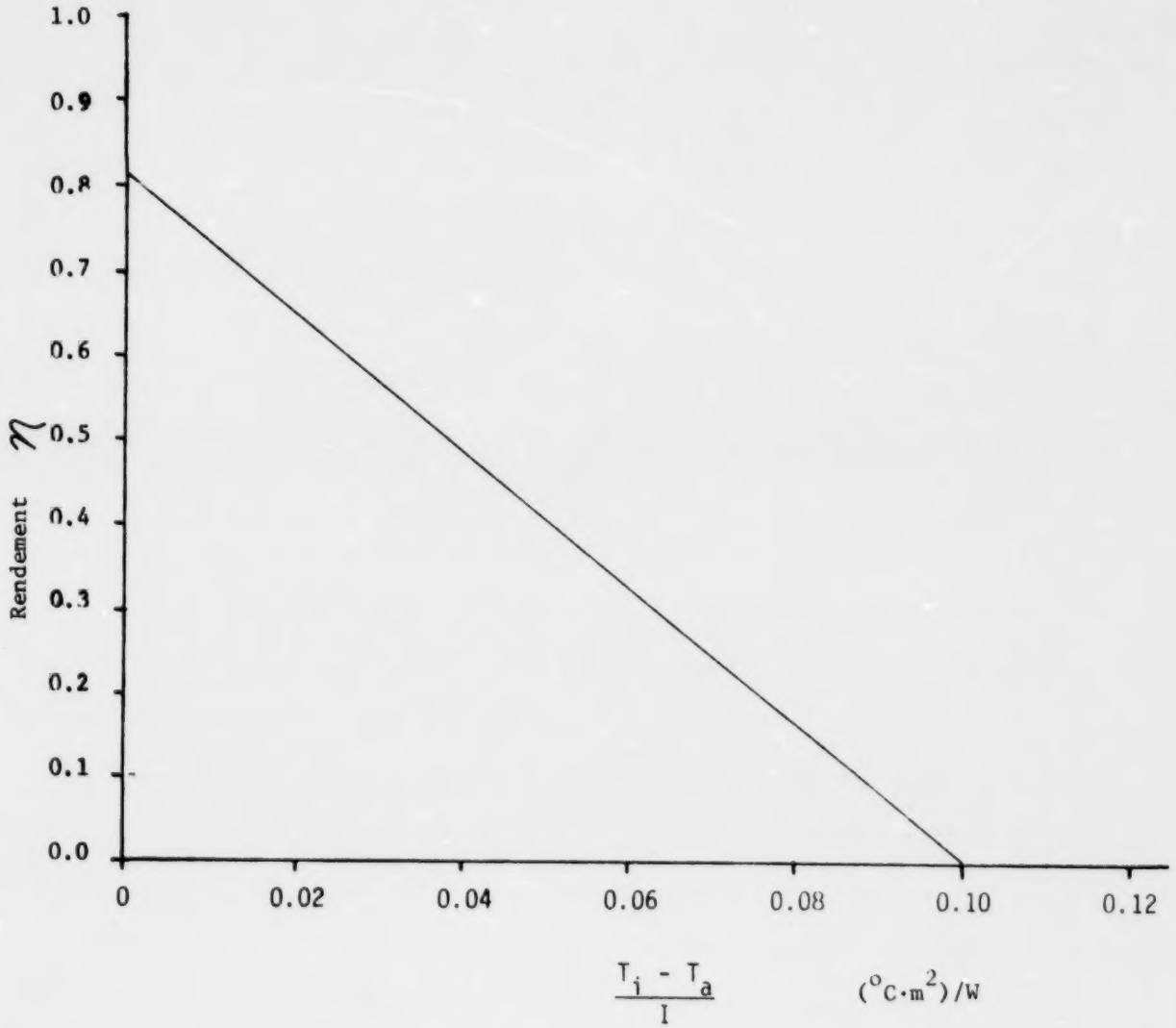
Un graphique de la demande pour le chauffage des locaux en fonction de l'énergie solaire disponible montrerait que la demande de pointe se produit pendant la nuit dans les petits bâtiments alors que l'énergie solaire est disponible durant le jour. Si l'on veut que l'énergie solaire comble une partie de la demande de pointe pour le chauffage des petits bâtiments, il est donc nécessaire de prévoir un stockage thermique. Au printemps et en automne, il est probable que la demande pour le chauffage existe seulement pendant la nuit et le stockage thermique est encore nécessaire. Dans les grands bâtiments, on ne peut généralement pas définir le moment où la demande est maximale, ce moment dépendant de l'utilisation qui est faite du bâtiment et des modes d'exploitation.

Pour réduire le coût et la complexité d'un système solaire, il est préférable que le système satisfasse une demande concentrée en un point central. C'est généralement le cas pour les chauffe-eau domestiques et industriels. Par contre, le chauffage des locaux et le chauffage de l'air d'appoint pour l'aération sont des applications qui sont dispersées à travers le bâtiment, surtout dans les bâtiments commerciaux et industriels. Dans ce cas, l'utilisation de l'énergie solaire suppose la duplication de certains éléments à chaque endroit, ce qui

augmente le coût global. Il se peut aussi que l'énergie solaire inutilisable par un système ne puisse être utilisée par un autre.

La qualité de l'énergie nécessaire pour une application particulière aura des effets considérables sur les aspects économiques de l'application. Bien que les systèmes solaires puissent fournir de l'énergie à haute température, le captage d'énergie à haute température présente de sérieux inconvénients, en termes de rendement du système et de coût de l'équipement. C'est pour cette raison que les applications utilisant de l'énergie à basse température sont beaucoup plus appropriées. Par exemple, pour un système de chauffage des locaux, il faudrait normalement que les panneaux solaires atteignent des températures supérieures à 25 ^{o}C avant que l'énergie utile puisse satisfaire une partie de la demande. Un capteur ayant une courbe de rendement similaire à celle de la figure 1.1.3, une T_i de 22 ^{o}C (air de l'espace chauffé remis en circulation) et une température de l'air extérieur, T_a, de -15 ^{o}C nécessite un taux de rayonnement incident de 370 W/m^2 avant que l'on puisse extraire de l'énergie utile du système. Avec un rayonnement incident de 570 W/m^2, le rendement du capteur atteint 30 % (ou pourrait produire une énergie utile de 171 W/m^2), en supposant que toutes les autres pertes dans le système sont négligeables. Les valeurs maximales du rayonnement perpendiculaire à Winnipeg et Ottawa sont d'environ 710 W/m^2 en décembre et 1070 W/m^2 en janvier. Pour les T_a et T_i donnés, les rendements respectifs correspondant à ces taux de rayonnement de pointe seraient de 40 % et 54 %. Cependant, les capteurs étant rarement perpendiculaires aux rayonnement incident et l'intensité du rayonnement étant fréquemment réduite par la couverture nuageuse, il est clair qu'un système produisant de l'énergie de haute qualité apportera une faible contribution énergétique pendant les mois où la demande pour le chauffage est maximale.

Si l'on utilisait le même système de capteurs pour préchauffer l'air d'aération, le rendement serait beaucoup plus élevé ;ce rendement serait en fait égal à l'ordonnée à l'origine de la courbe de rendement du capteur.



Courbe de rendement du capteur

FIGURE 1.1.3

Il en est ainsi parce que l'air admis vient de l'extérieur, par conséquent $T_i = T_a . \frac{Ti - T_a}{I}$ devient nul et le rendement du capteur est égal au produit $\tau\alpha$. Pour le préchauffage de l'air de ventilation, l'air d'appoint passerait de façon continue à travers le capteur, à chaque fois que le préchauffage serait nécessaire, qu'il y ait ou non ensoleillement. Lorsqu'il y aurait ensoleillement, plus de 80 % de l'énergie incidente serait absorbée par l'air d'aération traversant le capteur. Il n'y a pas de seuil minimum d'ensoleillement pour que le système puisse fournir de la chaleur utile et le rendement du système de préchauffage sera toujours supérieur à celui d'un système de chauffage des locaux.

Les effets combinés d'un seuil d'énergie inférieur et d'un meilleur rendement rendent les applications de l'énergie solaire à basse température beaucoup plus rentables que celles à haute température. Il s'agit là d'un facteur clé dans la détermination des applications solaires économiquement rentables. De même, l'utilisation d'un seul système solaire pour combler différentes demandes énergétiques, sur une base saisonnière, peut se traduire par un haut rendement annuel du système. Par exemple, le préchauffage de l'air est une application idéale de l'énergie solaire en hiver. Le préchauffage de l'eau ou le chauffage des piscines sont des applications idéales en été. Dans les deux cas il s'agit d'énergie à basse température par rapport aux conditions de l'air ambiant. A l'occasion, il se peut qu'on puisse installer un seul système solaire pour répondre à deux demandes, sur une base saisonnière, pour un coût à peine supérieur au coût d'un système comblant une seule demande. De cette façon, le rendement énergétique et la rentabilité du système solaire peuvent être beaucoup plus élevés.

1.1.2 Emplacement des éléments

L'emplacement et l'orientation du réseau de capteurs solaires ne sont généralement pas aussi critiques qu'on l'imagine au premier abord. Ce point est important car la plupart des systèmes sont conçus pour des bâtiments existants et, pour des raisons économiques, on doit souvent s'accomoder de caractéristiques du bâtiment qui ne sont pas idéales pour le captage de l'énergie solaire. Cela s'applique en particulier au choix d'un emplacement pour le réseau de capteurs solaires. En général, il est préférable qu'un capteur soit installé face au sud, incliné d'un angle égal à la latitude de l'endroit lorsque l'énergie solaire est utilisée toute l'année, comme c'est le cas pour le chauffage de l'eau domestique, d'un angle égal à la latitude plus 15^{o} pour le chauffage des locaux et d'un angle égal à la latitude moins 15^{o} lorsque l'énergie solaire est utilisée pendant l'été. Cependant, des variations de $\pm 15^{o}$ par rapport à la pente et à l'azimut idéaux auront en général seulement un effet mineur sur la performance alors qu'elles peuvent se traduire par une réduction importante du coût du système. En fait, des variations de 45^{o} de l'azimut du capteur par rapport au sud, et dans certains cas de 60^{o}, peuvent n'entraîner qu'une réduction de 5 à 10 % de la performance annuelle du système. Cela est particulièrement vrai si le système est utilisé seulement en été.

Des variations dans la pente et l'azimut peuvent avoir un effet positif ou négatif sur la performance réelle du système. Si les matins sont souvent brumeux, on améliorera la performance en installant les capteurs face à l'ouest. Si le smog est chose courante l'après-midi, une orientation à l'est est préférable. Une pente nulle pour le réseau de capteurs augmentera l'énergie solaire captée en été mais diminuera l'énergie captée en hiver. Cela peut entraîner une surchauffe en été si la demande est faible à ce moment-là.

Le masquage peut réduire considérablement la performance d'un système solaire. On peut utiliser un diagramme du trajet des rayons du soleil (figure 1.1.4) pour déterminer le moment de l'année et le moment de la journée où un objet empêchera les rayons du soleil d'atteindre directement un réseau de capteurs.

En général, la position du réseau de capteurs par rapport aux autres éléments du système est plus importante que l'orientation du capteur. En plaçant le réseau de capteurs près de l'endroit où l'énergie est consommée, on réduit les coûts des tuyaux et des conduites. Etant donné que ces tuyaux et conduites constituent une fraction importante du coût de la plupart des projets d'énergie solaire (10-40%) et sont une source de perte de chaleur, il est important de les réduire au minimum. Dans certains cas, il peut être possible d'intégrer des éléments mécaniques existants dans le système solaire. Un ventilateur dans un système d'aération existant, une conduite d'eau existante ou un deuxième réservoir d'eau chaude domestique peuvent remplacer des éléments du système solaire sans nuire au fonctionnement du système mécanique existant.

1.2 OPTIMISATION DES POSSIBILITÉS

L'optimisation des possibilités consiste à faire varier les paramètres d'un système solaire sur lesquels on peut jouer, (par exemple, la pente du capteur, le volume de stockage, le type de capteur) afin de trouver la combinaison de paramètres la plus favorable en termes de coût du système pendant sa durée de vie. Par exemple, on augmente la superficie du capteur jusqu'à ce que la réduction des frais fixes par unité de surface du capteur soit moins importante que le gain d'énergie marginal correspondant à l'augmentation de surface. L'optimisation de la pente et de l'azimut du capteur peut être comparé à l'utilisation des caractéristiques existantes du bâtiment.

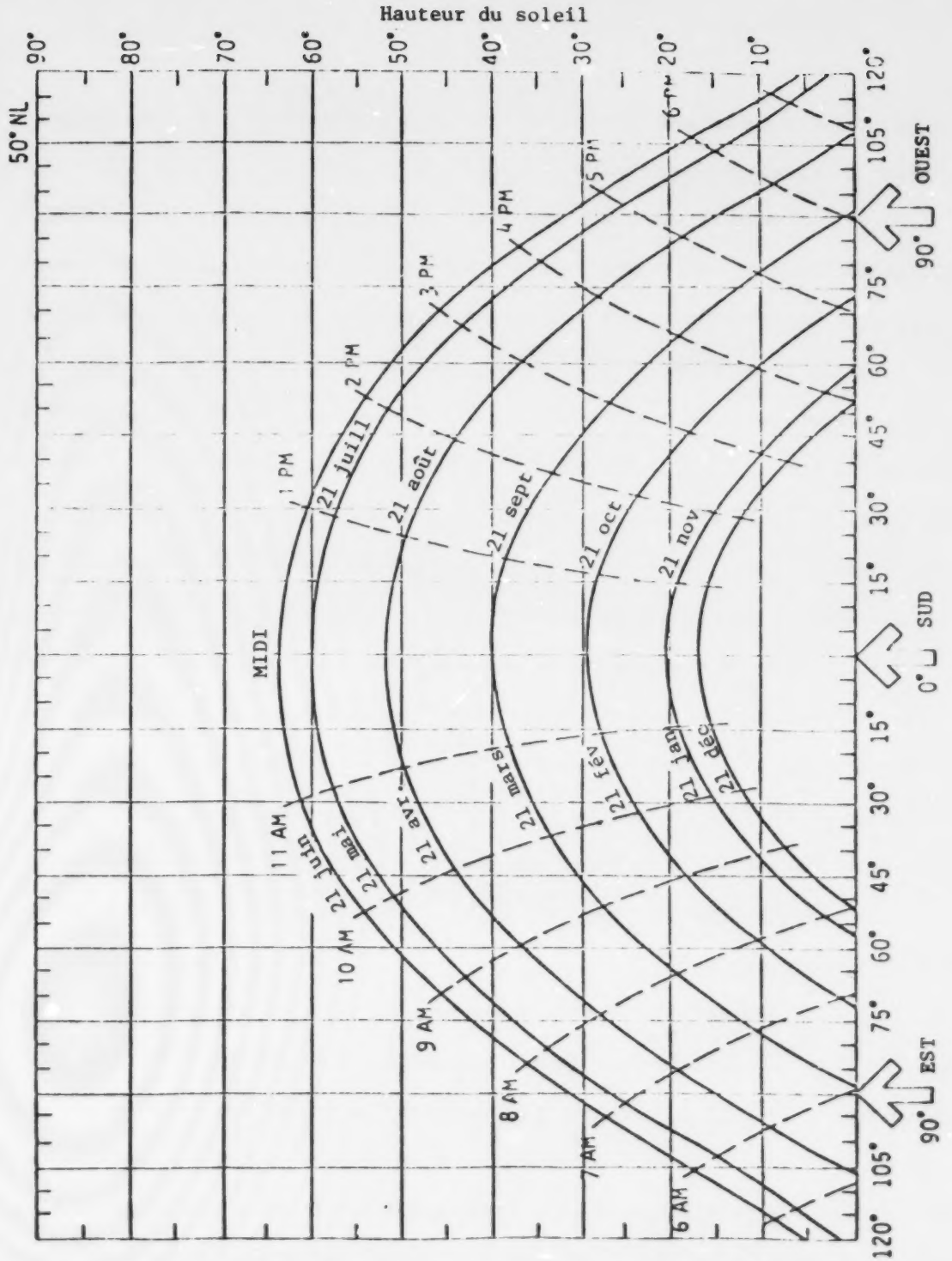


Diagramme du trajet des rayons du soleil

FIGURE 1.1.4

La réduction des coûts associés au support et à l'installation du capteur peut justifier la baisse de performance.

Les meilleures applications de l'énergie solaire correspondent à une grande demande continue d'énergie thermique de basse qualité. De basses températures moyennes du fluide admis dans le capteur se traduisent par de faibles pertes thermiques et un meilleur rendement en termes de captage d'énergie. Ces basses températures sont possibles si la charge nécessite seulement une faible élévation de température, comme c'est le cas pour le chauffage d'une piscine extérieure, ou si le système est conçu pour combler une petite fraction d'une grosse demande, comme c'est le cas pour le préchauffage de l'air d'appoint dans un système d'aération d'un bâtiment.

Une grande demande énergétique permet de prévoir un système suffisamment important pour que les frais fixes et semi-fixes soient répartis sur de grandes surfaces de capteurs et des contributions énergétiques plus importantes, la fraction de la demande comblée par le système solaire restant faible. Une faible fraction solaire combinée à une demande énergétique importante mais fluctuante, peut se traduire par un système qui consomme plus d'énergie que ce qui est disponible.

Lors de l'optimisation des paramètres du système, on doit tenir compte du fait qu'un équipement de haute qualité, plus coûteux, n'est pas nécessairement un gage de rentabilité économique ou énergétique. Le chauffage d'une piscine extérieure est un exemple de système dans lequel la performance d'un capteur solaire bon marché peut être supérieure à celle d'un capteur plus coûteux. La température de la piscine est souvent inférieure à celle de l'air ambiant en raison du phénomène d'évaporation et des pertes nocturnes. Cela signifie que le capteur solaire dans lequel circule de l'eau de la piscine fonctionnera souvent à des températures inférieures à celle de l'air ambiant de telle

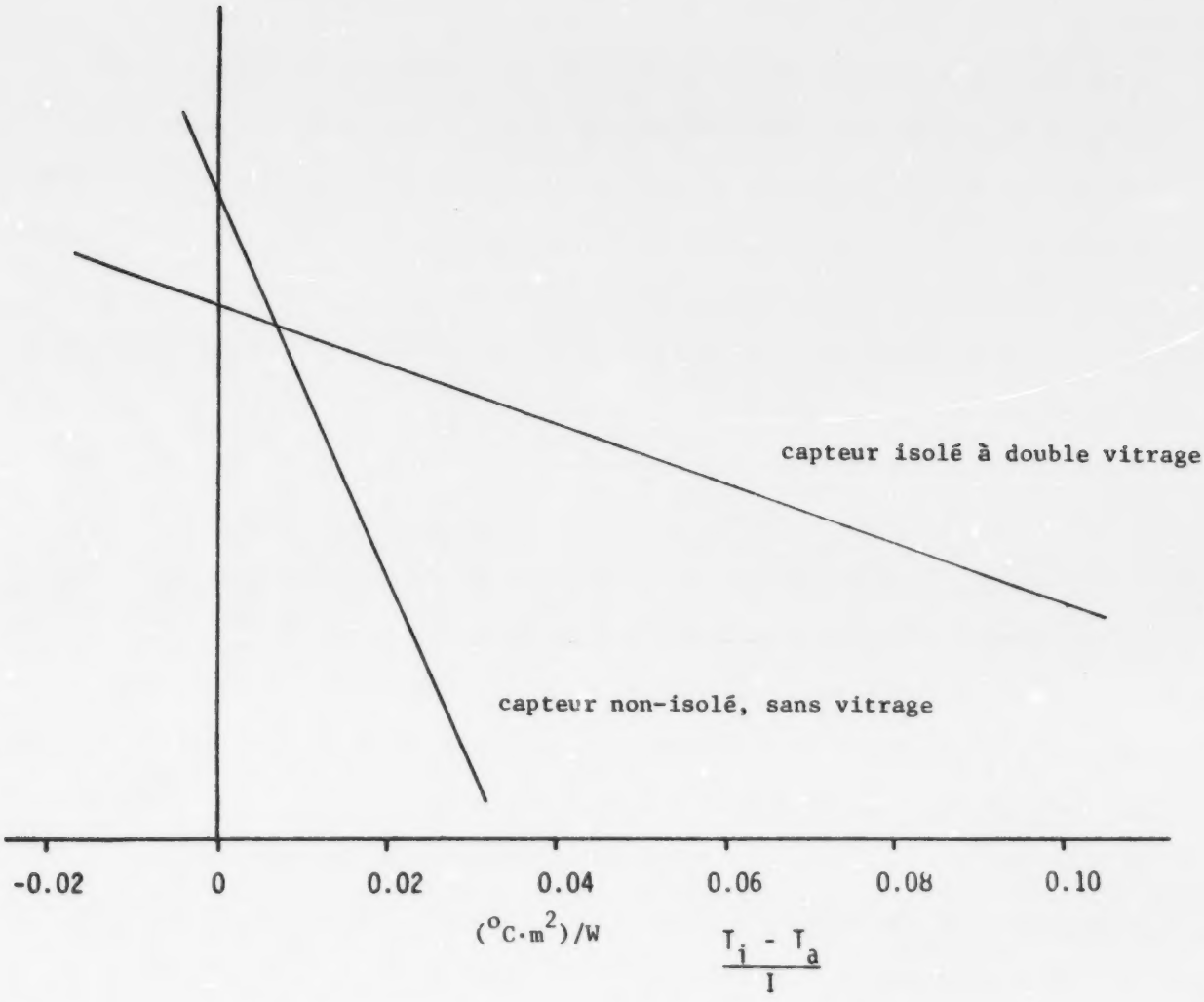
sorte que, au lieu de perdre de la chaleur, il en gagnera. Le capteur mieux isolé, à double vitrage, plus coûteux, ne permettra pas ce gain d'énergie. Un capteur bon marché, non-isolé et sans vitrage, absorbera une quantité importante d'énergie de l'air ambiant. Cela est mis en évidence à la Figure 1.3.1: lorsque T_i est supérieur à T_a, le fonctionnement du capteur est représenté par la partie des courbes à gauche de l'axe vertical et les rendements sont en fait supérieurs au rendement idéal. Chaque fois que le point correspondant à $\frac{T_i - T_a}{I}$ se trouve à gauche du point d'intersection des deux courbes de rendement, le capteur bon marché a une meilleure performance. Cette condition se retrouve souvent pendant la période d'utilisation d'une piscine extérieure et il est donc préférable d'utiliser des capteurs bon marché pour ce genre d'installation.

Voici quelques exemples de ce que l'on considère comme étant les meilleures applications de l'énergie solaire: chauffage des piscines extérieures, préchauffage de l'air d'aération (surtout dans l'industrie, les laboratoires ou les centres de soins où l'on a besoin de grandes quantités d'air frais pour remplacer l'air contaminé), et production de chaleur industrielle (lorsque la consommation d'eau est importante et que la température de l'eau d'appoint est basse).

1.3 EFFETS DES MESURES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Lorsqu'il évalue un système solaire, le concepteur devrait aussi considérer différentes mesures d'économie d'énergie. En général, les mesures d'économie d'énergie sont plus rentables économiquement que les systèmes solaires et elles devraient donc être étudiées avant l'évaluation d'un système solaire particulier.

L'application d'une mesure efficace d'économie d'énergie réduira la demande normalement satisfaite par d'autres moyens.



Courbes de rendement des capteurs

FIGURE 1.3.1

Les autres mesures d'économie jouent alors un rôle moins important. Lorsque la demande qui doit être satisfaite par l'énergie solaire diminue, la contribution énergétique du système solaire diminue, ce qui rend le système solaire moins rentable.

Par exemple, un chauffe-eau alimenté avec une eau à 40 ^{o}C consommera beaucoup plus d'énergie que le même chauffe-eau fournissant de l'eau à 45 ^{o}C car les pertes à vide dans le premier cas sont plus importantes. Il est possible que la contribution énergétique d'un système solaire donné soit inférieure si le chauffe-eau fournit de l'eau à 45 ^{o}C bien que le système solaire satisfasse une plus grande fraction de la demande. Pour une eau à 75 ^{o}C, le système solaire peut combler 30 % d'une demande de 100 GJ alors que pour une eau à 45 ^{o}C, il comblera 40 % d'une demande de 60 GJ. Une charge totale moins grande permettrait de réduire la taille du système solaire mais réduirait aussi la rentabilité économique du système.

1.3.1 RAPPORT DE FAISABILITÉ DES PROJETS AUES

Avant d'entreprendre une évaluation détaillée des possibilités d'utilisation de l'énergie solaire, le propriétaire du bâtiment peut compléter un rapport de faisabilité. Ce rapport doit inclure les données suivantes: le type d'utilisation de l'énergie solaire choisi, une évaluation quantitative des besoins énergétiques et une estimation de la taille, du coût et de la contribution énergétique du système à partir d'un ensemble de tableaux et de graphiques. Ce rapport constitue une première évaluation du système solaire envisagé. Si la proposition est acceptable, une subvention est accordée pour une conception théorique, qui est une évaluation plus complète et détaillée.

La conception théorique comprend

- une description plus complète et détaillée de la demande à satisfaire par l'énergie solaire. Des mesures de la demande pendant une période de temps donnée sont essentielles car le système solaire dépend fortement de l'importance et du profil de la demande,

- un plan du système montrant l'emplacement des principaux éléments,

- une description du bâtiment et de toutes les modifications nécessaires pour l'installation du système solaire,

- une étude des mesures d'économie d'énergie qui pourraient être mises en application dans l'édifice.

En général, les subventions ne sont pas suffisantes pour une vérification énergétique détaillée mais on devrait examiner les points suivants:

- les possibilités de fixer de nouvelles températures pour les chauffe-eau et d'utiliser, partout où c'est possible, des réducteurs de débit dans les toilettes très utilisées, des pompes à minuterie et des ventilateurs.

- les hypothèses et les critères de conception utilisés pour l'établissement des modes d'exploitation.

- un estimé des coûts, incluant les coûts de conception, d'inspection de la construction, d'investissement, les coûts d'entretien annuels prévus, la consommation énergétique du système et toute autre dépense comme les réparations du toit ou d'autres modifications du bâtiment.

A la fin de l'étape de conception, on a rassemblé un ensemble de plans pour la construction, les systèmes mécaniques et les circuits électriques, des spécifications, des coûts détaillés et des données sur la mise en marche et le fonctionnement du système. En se basant sur les chiffres actuels (1982), les coûts acceptables varient de 160 $/GJ.a à 350 $/GJ.a.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre			Page
2	2.1	TYPES DE SYSTÈMES ET FONCTIONNEMENT	17
	2.1.1	Systèmes à air	17
	2.1.2	Effet de la capacité de stockage sur la performance thermique	21
	2.1.3	Stockage: avantages et inconvénients de la pierre, des liquides et des substances à changement de phase	24
	2.1.4	Fuites et thermosyphonage	26
	2.1.5	Échangeurs de chaleur	28
	2.2	SYSTÈMES À LIQUIDE	31
	2.2.1	Introduction	31
	2.2.2	Effet des échangeurs de chaleur sur la performance	33
	2.2.3	Pertes dans les systèmes solaires refroidis par des liquides	37
	2.2.4	Exploitation du réservoir de stockage de l'énergie solaire	38
	2.2.5	Raccords pour les capteurs à liquide	46
	2.3.1	Détail du montage	51
	2.3.2	Installation des conduites ou des tuyaux et protection contre les intempéries	56
	2.3.3	Le facteur de réflexion du sol et son effet sur la performance thermique	64
	2.3.4	Le modificateur d'angle d'incidence	66

FIGURES

Figure		Page
2.1.1	FRACTION SOLAIRE VS. SURFACE DE CAPTEUR	18
2.1.2	UTILISATION DU CAPTEUR PAR UNITÉ DE SURFACE VS. FRACTION SOLAIRE	18
2.1.3	GAIN D'ÉNERGIE DU CAPTEUR VS. LA DIFFÉRENCE ENTRE LA TEMPÉRATURE DE L'AIR ADMIS DANS LE CAPTEUR ET LA TEMPÉRATURE DE L'AIR AMBIANT	18
2.1.4	FUITES ET THERMOSYPHONAGE	23
2.1.5a	RENDEMENT D'UN ÉCHANGEUR DE CHALEUR À CALANDRE À UN SEUL PASSAGE À CONTRE-COURANT	29
2.1.5b	RENDEMENT D'UN ÉCHANGEUR DE CHALEUR EAU-AIR À COURANTS CROISÉS.	29
2.1.6	ÉCHANGEUR DE CHALEUR INSTALLÉ DANS LE CIRCUIT DU CAPTEUR	34
2.1.7	FACTEUR DE CORRECTION POUR L'ÉCHANGEUR DE CHALEUR DANS LE CIRCUIT DU CAPTEUR	36
2.1.8	FACTEUR DE CORRECTION POUR L'ÉCHANGEUR DE CHALEUR INSTALLÉ ENTRE LE STOCKAGE ET LA CHARGE	36
2.1.9	TEMPS D'EXPOSITION ET TEMPÉRATURE DE L'EAU CAUSANT DES BRÛLURES AU TROISIÈME DEGRÉ	42
2.1.10	RACCORDS DE TUYAUTERIE FLEXIBLES	47
2.1.11		55
2.1.12		57
2.1.13	SUPPORT À COLONNES	58
2.1.14	SUPPORT À BORDURES	59
2.1.15		60
2.1.16	MODIFICATEUR D'ANGLE D'INCIDENCE POUR TROIS CAPTEURS SOLAIRES PLANS AVEC DES REVÊTEMENTS NON SÉLECTIFS SUR L'ABSORBEUR	70

FIGURES

Figure		Page
2.1.17	MODIFICATEUR D'ANGLE D'INCIDENCE POUR TROIS CAPTEURS SOLAIRES PLANS AVEC DES REVÊTEMENTS NON SÉLECTIFS SUR L'ABSORBEUR	71
2.1.18	EFFET DE L'ANGLE D'INCIDENCE SUR LE RENDEMENT	73
2.1.19	ANGLE D'INCIDENCE EFFICACE DU RAYONNEMENT SOLAIRE DIFFUS ISOTROPE	76
2.1.20	EFFET D'UN VITRAGE SIMPLE ET D'UN VITRAGE DOUBLE SUR LA FRACTION SOLAIRE	77

TABLEAUX

Tableau		
2.1.3.1	VALEURS COURANTES DE L'ALBEDO	67
2.1.3.2	MOYENNES CONTINENTALES DE L'ALBEDO EN AMÉRIQUE DU NORD EN FONCTION DE LA LATITUDE	67
2.1.3.3	ALBEDO D'UNE SURFACE HERBEUSE (%) À TORONTO	68
2.1.3.4	ALBEDOS DE DIFFÉRENTS MATÉRIAUX	68

CHAPITRE 2

2.1 TYPES DE SYSTÈMES ET FONCTIONNEMENT

2.1.1 Systèmes à air

Les capteurs à air ont deux applications principales, le chauffage des locaux et le préchauffage de l'air d'aération. On les a aussi essayés pour le séchage des grains et le chauffage de l'eau domestique avec plus ou moins de succès.

La performance thermique des capteurs à air varie en fonction de la surface du capteur. Lorsque cette surface augmente, la fraction solaire augmente, comme le montre la Figure 2.1.1. Cependant, lorsque l'on représente l'utilisation par unité de surface de capteur en fonction de la fraction solaire, on obtient une courbe comme celle de la Figure 2.1.2. La courbe montre que les avantages ont tendance à diminuer, l'utilisation par unité de surface diminuant lorsque la fraction solaire augmente. Il est donc souhaitable d'avoir une petite fraction solaire afin d'atteindre un haut degré d'utilisation par unité de surface, de façon à maximiser la performance thermique.

Le gain solaire par unité de surface varie avec le type d'application du capteur à air. Le gain solaire par unité de surface est maximum dans le cas du préchauffage car les capteurs fonctionnent alors dans les conditions correspondant à l'ordonnée à l'origine dans la Figure 2.1.3. A l'ordonnée à l'origine, la température dans le capteur est égale à la température de l'air ambiant. Dans le cas du chauffage des locaux, les deux températures sont différentes et le gain solaire par unité de surface est plus faible.

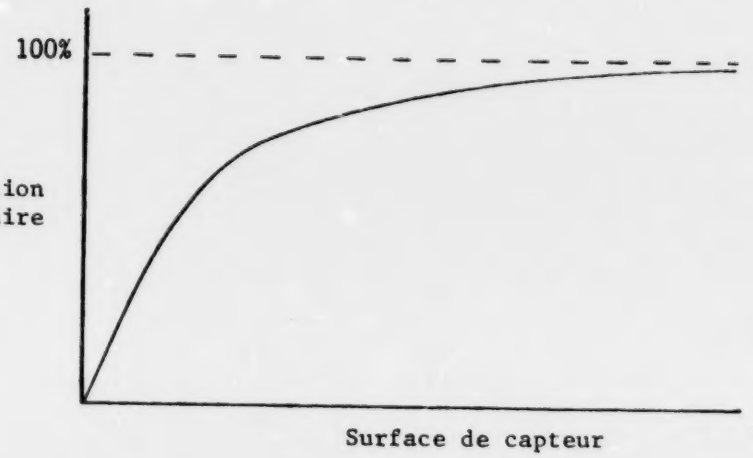


FIGURE 2.1.1 Faction solaire vs. surface de capteur

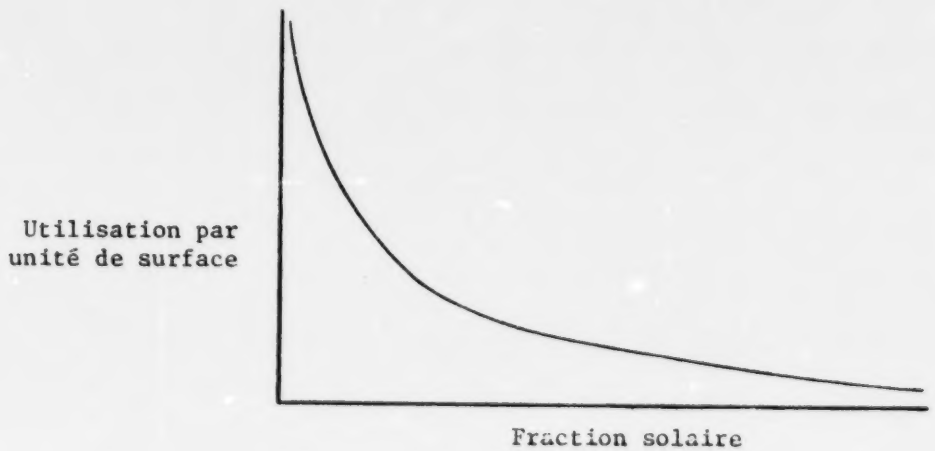
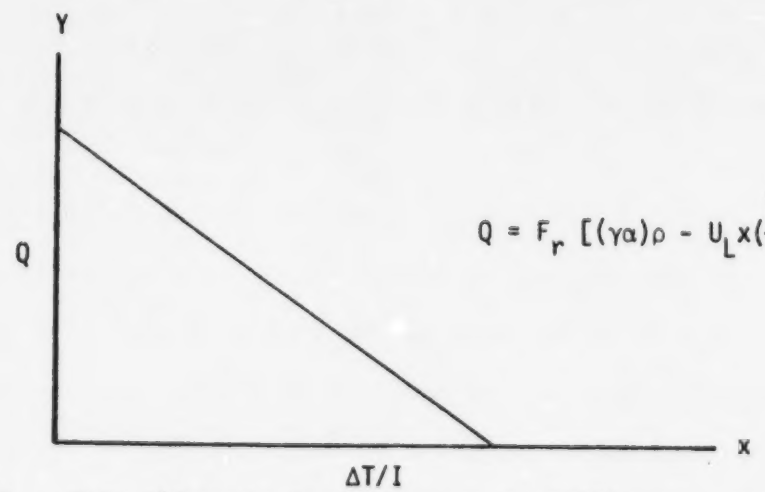


FIGURE 2.1.2 Utilisation du capteur par unité de surface vs. fraction solaire



$$Q = F_r [(\gamma\alpha)\rho - U_L x (\frac{T_{in} - T_{amb}}{I})]$$

FIGURE 2.1.3 Gain d'énergie du capteur vs. la différence entre la température de l'air admis dans le capteur et la température de l'air ambiant

La majorité des fabricants recommandent un débit de 0,01 m^3/s par m^2 de surface de capteur; un fabricant a aussi recommandé un débit variant entre 0,01 et 0,03 m^3/s par m^2. Le nombre de capteurs que l'on peut sans problème installer en série dépend de la chute de pression observée dans tout le système. La chute de pression dans un système de capteurs ne devrait pas excéder 0,625 kPa de telle sorte que le nombre exact de capteurs que l'on peut utiliser dépend de la chute de pression indiquée par les fabricants.

La chute de pression par capteur varie d'un capteur à un autre. Pour les capteurs actuels, on recommande une pression de 0,02 à 0,5 kPa. Lorsque les capteurs fonctionnent sous la plus basse pression, on peut installer plusieurs capteurs en série sans dépasser la limite de 0,625 kPa. pour la chute de pression. Si les capteurs fonctionnent sous des pressions élevées, on ne peut les placer en série sans dépasser la limite et il faut alors installer les capteurs en parallèle.

La majorité des systèmes solaires nécessitent plus d'un capteur. On peut obtenir un réseau de capteurs à partir de plusieurs combinaisons. Les plus simples sont les combinaisons en série et en parallèle. A l'heure actuelle, il existe des méthodes de calcul de la performance de N capteurs installés en série à partir des données fournies par les fabricants pour un seul capteur.*

Pour maximiser le rendement de capteurs installés en série, les fabricants recommandent de maintenir le même débit dans tous les capteurs. Cependant, lorsque les capteurs sont installés en série, les chutes de pression dans chaque capteur s'ajoutent, ce qui réduit en fait le débit d'air. Ainsi,

---

* Duffie & Beckman - Solar Engineering of Thermal Processes, pp. 268-270.

si N capteurs sont placés en série, la chute de pression à travers le réseau de capteurs sera approximativement égale à N fois la chute de pression dans un capteur. La chute de pression étant multipliée par N, il faut aussi multiplier le débit d'air par N pour maintenir le même débit dans tous les capteurs. L'augmentation du débit d'air signifie que la puissance du ventilateur doit aussi être augmentée, le facteur de multiplication étant approximativement égal au cube du nombre de capteurs en série. Le ventilateur doit donc être plus gros que celui qui serait utilisé avec un seul capteur.

Cela n'est pas le cas pour les réseaux de capteurs en parallèle, la chute de pression par capteur ne s'additionnant pas comme dans un réseau de capteurs en série. Par conséquent, on peut utiliser un ventilateur plus petit. Cependant, des essais effectués par Dunkle et Davey (1970) ont montré des différences dans la chute de pression, suivant la place du capteur dans le réseau. On a observé que la chute de pression entre le fond et l'extrémité supérieure du capteur était plus grande pour les capteurs placés aux extrémités du réseau. L'irrégularité des chutes de pression indique que le débit n'est pas uniforme dans les capteurs, ce qui nuit à la performance des capteurs en parallèle. La réduction du débit se traduit par une réduction du rendement du capteur. On est alors placé devant l'alternative suivante: ou bien on choisit un réseau de capteurs en série et l'on installe un plus gros ventilateur ou bien l'on choisit le réseau de capteurs en parallèle et on le fait fonctionner plus longtemps pour contrebalancer la perte de rendement. Dunkle et Davey recommandent d'installer en parallèle des capteurs reliés en série ou bien une simple installation en parallèle, ce qui se traduit par une distribution plus uniforme des débits. Lorsque l'on choisit entre les réseaux de capteurs en parallèle et en série, il faut aussi considérer la tuyauterie et la conception des capteurs.

2.1.2 Effet de la capacité de stockage sur la performance thermique

Avec les capteurs à air, on peut utiliser deux types de stockage thermique: le stockage de la chaleur sensible et le stockage de la chaleur latente. Le milieu de stockage est différent suivant que l'on a choisi de stocker la chaleur sensible ou la chaleur latente. Par exemple, pour le stockage de la chaleur sensible, l'échangeur de chaleur sera constitué d'une couche de pierres. Les principales caractéristiques d'un système de stockage de l'énergie thermique sont les suivantes: a) sa capacité, par unité de volume ou de poids; b) la gamme de température dans laquelle il fonctionne; c) les moyens d'ajouter ou d'enlever de la chaleur et les différences de température correspondantes; d) la stratification thermique dans le dispositif de stockage; e) la consommation d'électricité pour l'addition ou la soustraction de chaleur; f) l'enceinte du système de stockage; g) les moyens de limiter les pertes thermiques dans le système de stockage; h) le coût du système de stockage. Ces caractéristiques sont les mêmes pour toutes les méthodes de stockage de l'énergie employées dans les systèmes solaires.

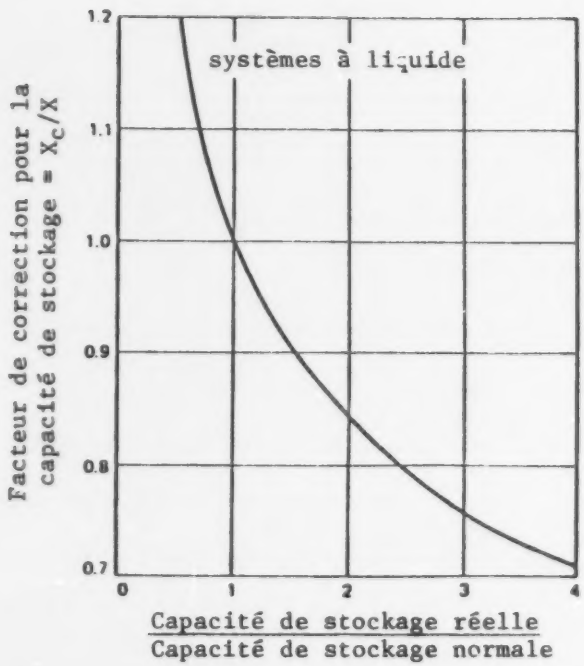
Pour le stockage de la chaleur sensible, on utilise une couche de matériaux particulaires non tassés. On peut employer divers types de solides, mais les pierres sont les plus utilisées. Dans une couche de pierres, le coefficient de transfert de chaleur entre l'air et les solides est élevé, ce qui favorise la stratification thermique. Le stockage dans une couche de pierres présente d'autres avantages: le coût peu élevé du matériau de stockage et de l'enceinte, la faible conductivité de la couche de pierres lorsqu'il n'y a pas de circulation d'air et la faible chute de pression à travers la couche.

A cause de ces avantages, la couche de pierres est le système de stockage le plus approprié pour les systèmes solaires à air.

La performance des systèmes à air est moins sensible à la capacité de stockage que celle des systèmes à liquide. Le volume de stockage requis par un système à air dépend de l'application du système. Les systèmes à air peuvent fonctionner dans le mode capteur-demande, le dispositif de stockage étant alors court-circuité. Avec les capteurs à air, on emploie couramment la couche de pierres car elle permet une forte stratification, ce qui se traduit par une augmentation de la capacité à l'extrémité froide de la couche de pierres, cette extrémité étant rarement chauffée et refroidie dans la même mesure que l'extrémité chaude.

Le volume de stockage utilisé par le programme informatisé FCHART pour les capteurs à air est de 0,25 mètres cube de pierre par mètre carré de capteur, ce qui correspond à 350 kJ/m^2C pour les types de pierre ordinaires. On peut déterminer la performance de systèmes comportant d'autres capacités de stockage en utilisant un facteur de correction pour la capacité de stockage, X_c/X (voir la Figure 2.1.4 extraite de Solar Engineering of Thermal Processes par John A. Duffie et William A. Beckman).

Pour déterminer la distance entre les rangées de capteurs, on se base sur le principe suivant: l'angle d'ombre doit rester inférieur à l'angle du soleil le 21 décembre à midi. L'angle d'ombre est l'angle formé par l'intersection, au bas du deuxième capteur, de deux droites passant par le haut et le bas du capteur le plus au sud. Si l'on utilise une tuyauterie extérieure, l'extrémité supérieure de la tuyauterie extérieure devient alors le point le plus élevé lorsque l'on calcule la distance entre les capteurs à partir de l'angle d'ombre.



Facteur de correction pour la capacité de stockage avec les systèmes à liquide. La capacité de stockage normale est de 75 L/m^2

FIGURE 2.1.4

Bien que ce calcul nous donne la distance idéale entre les rangées de capteurs, il faut aussi considérer d'autres facteurs comme les dimensions du bâtiment, son architecture et son orientation. Les dimensions du bâtiment limitent la distance possible entre les rangées de capteurs, surtout lorsqu'on utilise plusieurs rangées de capteurs.

2.1.3 Stockage: avantages et inconvénients de la pierre, des liquides et des substances à changement de phase

Si l'on veut réaliser des bénéfices substantiels, il est essentiel que la performance du système de chauffage solaire reste bonne pendant les périodes où il y a peu ou pas du tout d'ensoleillement. Il est donc indispensable de pouvoir stocker de grandes quantités de chaleur pendant de longues périodes de temps.

Les deux principaux types de stockage thermique sont ceux basés sur le stockage de la chaleur sensible et ceux basés sur le stockage de la chaleur latente de fusion. La chaleur sensible est l'énergie thermique contenue dans une substance, la capacité thermique de la substance étant définie comme la quantité de chaleur qui est absorbée ou dégagée lorsque la température de 453 grammes de substance varie de 0,555 ^{o}C.

La chaleur latente de fusion est l'énergie qui est absorbée lorsqu'une substance fond et dégagée lorsque la substance se solidifie. L'avantage du stockage de la chaleur latente par rapport au stockage de la chaleur sensible est que l'on peut stocker une plus grande quantité d'énergie dans un plus petit volume de substance, à une température de fonctionnement commode. Les substances utilisées pour stocker la chaleur latente de fusion sont couramment appelées substances à changement de phase (SCP). L'eau et la pierre sont des milieux de stockage de la chaleur sensible.

Les milieux de stockage de la chaleur sensible les plus courants sont l'eau et la pierre mais il en existe de nombreux autres comme les mélanges eau/glycol, les débris de fer, l'aluminium, le béton, la brique et l'huile de paraffine. La pierre est probablement le milieu de stockage le plus utilisé avec les systèmes à air. Le grand inconvénient de la pierre, si l'on compare à l'eau, est que sa capacité de stockage de la chaleur est approximativement égale à la moitié de celle de l'eau. Pour stocker la même quantité d'énergie thermique, on doit utiliser deux fois plus de roche que d'eau. Cependant, l'inconvénient d'un plus grand espace de stockage est compensé par l'élimination des problèmes de gel et des risques d'ébullition ou d'inondation des espaces habités.

Les autres inconvénients de la pierre sont la nécessité de bien répartir les pierres, le risque de formation de mousse s'il y a de l'humidité dans l'enceinte, et les fuites d'air dans l'enceinte. Pour une capacité de stockage maximale, les pierres doivent avoir la même taille et doivent être réparties régulièrement.

L'autre milieu de stockage de la chaleur sensible couramment employé est l'eau. Parmi les liquides utilisables comme milieu de stockage de la chaleur sensible, l'eau est celui qui a la plus grande capacité thermique. Un mélange 30 % eau/70 % glycol aurait une capacité thermique égale à environ 80 % de celle de l'eau pure. Les milieux de stockage liquides posent plusieurs problèmes que l'on ne retrouve pas avec les milieux solides. Les problèmes les plus évidents sont les fuites, les inondations, le gel et l'ébullition. On peut réduire les risques en choisissant des matériaux appropriés pour le réservoir de stockage. Par exemple, le réservoir de stockage peut être constitué d'une enveloppe de béton renforcée avec un revêtement interne imperméable. Le revêtement imperméable élimine les risques de fuite d'eau. L'enveloppe externe en béton donne au réservoir une grande résistance et permet son installation sur le sol ou sous le sol.

On peut classer les substances à changement de phase (SCP) en trois groupes: a) les sels hydratés, b) les substances organiques et c) les mélanges eutectiques.

Les SCP constituent une solution attrayante pour remplacer les milieux de stockage de la chaleur sensible lorsqu'il y a un problème d'espace. Les SCP nécessitent seulement une fraction de l'espace nécessaire pour le stockage d'une quantité équivalente d'énergie thermique; par exemple, 3,5 m^3 de décahydrate de sulfate de sodium peuvent stocker la même quantité d'énergie que 62,3 m^3 de pierres ou 28,3 m^3 d'eau. Il s'agit là d'une réduction considérable de l'espace nécessaire au stockage. Cependant, il faut aussi envisager les divers inconvénients des SCP.

Le groupe des sels hydratés présente des avantages: en général, ils ne sont pas toxiques, ils sont ininflammables, facilement disponibles et peu coûteux. Cependant, le passage de la phase liquide à la phase solide n'est pas sûr lorsque cette opération est répétée et certains sels restent en surfusion, c'est-à-dire qu'ils ne se solidifient pas lorsque la température descend au-dessous de leur point de fusion, de telle sorte qu'ils ne libèrent pas la chaleur latente de fusion à la température prévue.

Les substances organiques ne présentent pas les problèmes de précipitation de solides ou de surfusion mais elles sont relativement chères et certaines présentent des risques d'incendie ou d'explosion. Les substances organiques ont une chaleur latente de fusion relativement faible et il faut donc utiliser des volumes plus importants.

2.1.4 Fuites et thermosyphonage

Dans tous les systèmes solaires, les fuites de liquide ou d'air peuvent poser un problème. Dans les systèmes à air, les fuites d'air peuvent se produire aux clapets d'entrée d'air, dans les conduites et même à l'intérieur

du capteur. Pour réduire les fuites d'air, il faut entourer les joints d'un ruban isolant ou les sceller et l'on doit choisir des conduites en métal avec un isolant en fibre de verre ou des conduites flexibles isolées. Pour les conduites, on recommande une isolation minimale de R-4 ce qui correspond à 2,5 centimètres de fibre de verre. La quantité d'air qui s'échappe dépend de la longueur des conduites; cependant, environ 5 % des fuites se produisent à l'entrée et à la sortie de la conduite.

Les clapets d'entrée d'air sont une deuxième source de fuite d'air. Dans les systèmes solaires à air, on emploie des clapets automatiques pour diriger le courant d'air à travers la couche de pierre vers le capteur et le circuit de chauffage des locaux. Les fuites excessives sont le principal problème que posent les clapets dans les systèmes solaires à air.

Le risque de gel dans les systèmes à air prévus pour le préchauffage de l'eau domestique dépend directement de l'ampleur de la fuite d'air dans les clapets d'entrée d'air. Par une froide nuit d'hiver, une fuite de 10 % dans le clapet situé entre l'échangeur de chaleur et le capteur pourrait entraîner le gel et la rupture de l'échangeur de chaleur en moins d'une heure. Pour réduire ces fuites au minimum, on devrait spécifier un taux de fuite dans les clapets inférieur à 0,5 % du débit nominal.

Des fuites d'air au niveau de l'échangeur de chaleur peuvent aussi être le résultat du thermosyphonage pendant la nuit. Si de l'air s'échappe des capteurs pendant la nuit lorsque la température ambiante est inférieure à la température du local conditionné, les capteurs déverseront de la chaleur dans l'environnement plus froid. Il en résultera une réduction considérable de la performance thermique. On peut utiliser des registres dans les conduites pour éviter un retour de courant. Ces registres doivent être de type plats et flexibles ou de type volet. Ils doivent aussi être installés de façon à fournir une barrière

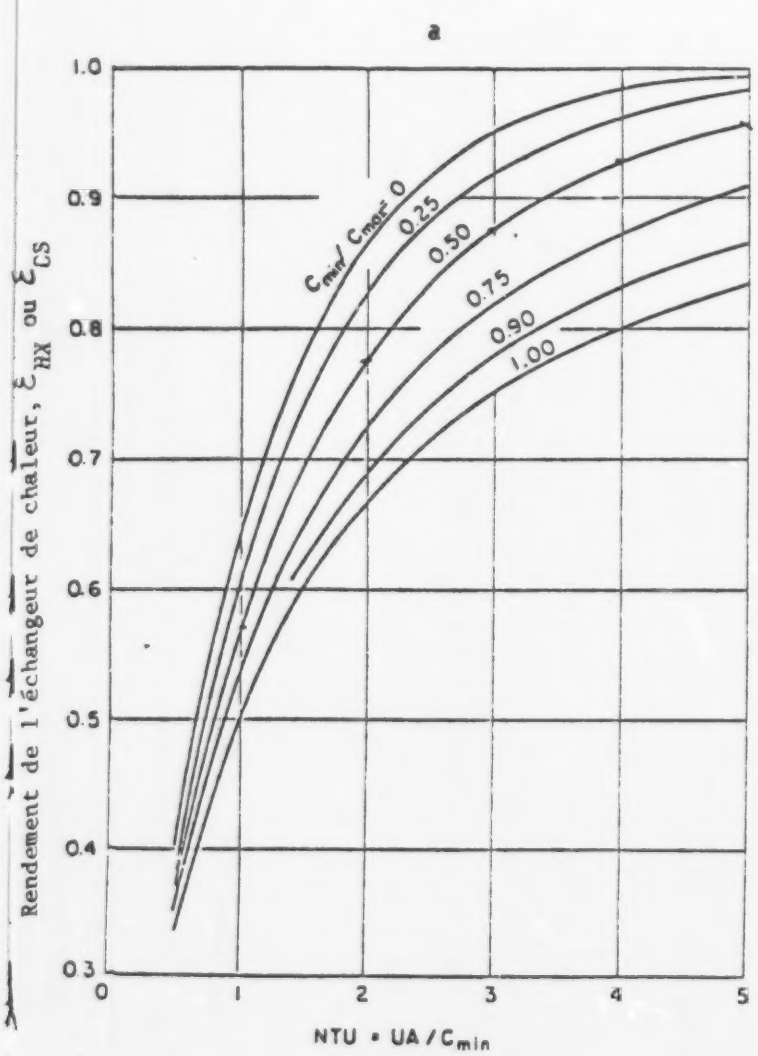
positive contre le retour d'air. Le thermosyphonage inverse peut endommager un échangeur de chaleur et entraîner une baisse de la performance thermique, mais l'on peut réduire ces risques avec des registres correctement installés.

Les capteurs constituent une troisième source de fuite d'air. Les fuites d'air dans les capteurs dépendent de la différence de pression entre le capteur et l'air ambiant. Une différence de pression négative entre le capteur et l'air ambiant se traduira par une infiltration d'air dans le capteur et le bâtiment sera ainsi mis sous pression. Une différence de pression positive se traduit par une perte de pression dans le bâtiment et l'air s'échappe alors du capteur. Etant donné que les fuites d'air dépendent de la différence de pression, il est impossible de fixer un taux de fuite d'air pour les capteurs. Les fuites d'air réduisant la performance d'un système à air, il devient important de vérifier s'il y a des fuites avant d'isoler ou de couvrir les conduites. Pour ce faire, on peut utiliser un crayon à fumée lors des essais du système.

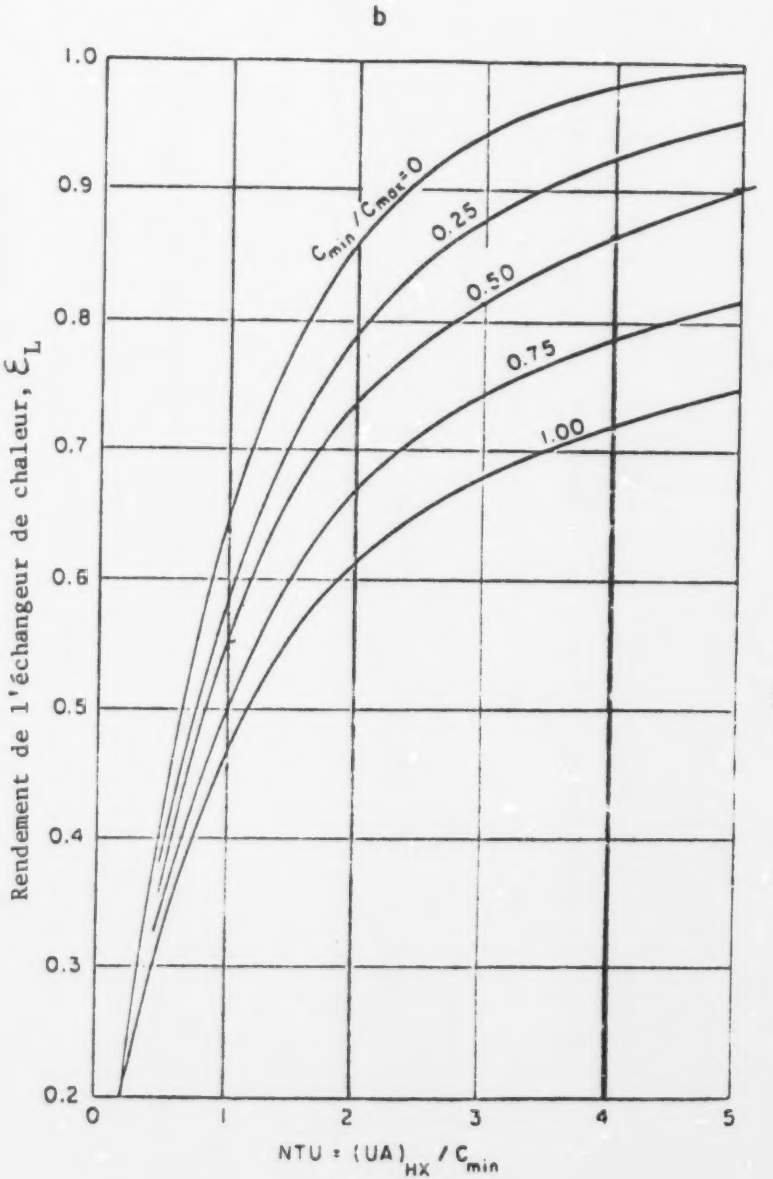
2.1.5 Échangeurs de chaleur

On utilise un échangeur de chaleur pour transférer la chaleur du liquide du capteur au liquide de stockage. L'échangeur de chaleur liquide-liquide le plus simple est peut-être l'échangeur à calandre. Un échangeur de chaleur à contre-courants convient pour les systèmes solaires car il permet de réduire au minimum les différences de température entre le liquide de stockage et le liquide qui sort du capteur.

Une méthode d'évaluation des échangeurs de chaleur qui dépend des températures d'entrée des liquides chauds et froids utilise un facteur appelé rendement de l'échangeur de chaleur. Le rendement de l'échangeur de chaleur est le rapport entre le taux réel de transfert de chaleur et un taux maximum théorique que l'on obtiendrait si la surface de l'échangeur de chaleur



Rendement d'un échangeur de chaleur à un seul passage à contre-courants



Rendement d'un échangeur de chaleur eau-air à courants croisés

FIGURE 2.1.5

était très grande. On peut aussi exprimer le rendement de l'échangeur de chaleur en termes du matériau utilisé dans l'échangeur et des capacitances des liquides. Le rendement d'un échangeur de chaleur à calandre à un seul passage à contre-courants est illustré à la figure 2.1.5a. On utilise le matériau de l'échangeur de chaleur et la capacitance du liquide pour calculer le nombre d'unités de transfert, en NTU. On peut ensuite utiliser la courbe représentant le nombre d'unités de transfert en fonction du rapport entre les débits à capacité thermique minimale et maximale pour déterminer le rendement de l'échangeur de chaleur. On peut utiliser une méthode similaire pour déterminer le rendement d'un échangeur de chaleur eau-air. Le rendement d'un échangeur de chaleur eau-air à courants croisés est illustré à la Figure 2.1.5b. En comparant les deux graphiques de la Figure 2.1.5, on peut établir une relation approximative entre le rendement d'un échangeur de chaleur liquide-liquide et celui d'un échangeur de chaleur liquide-air. Pour tous les rapports entre les débits à capacité thermique minimale et maximale, sauf lorsque ce rapport est égal à zéro, le rendement de l'échangeur de chaleur à calandre est supérieur, quel que soit le nombre d'unités de transfert. Les graphiques montrent que la différence entre les rendements des échangeurs de chaleur est la plus grande lorsque NTU est égal à 5 et C min/C max est égal à 1,0, où C est le débit thermique (C'est-à-dire le débit massique du liquide multiplié par la chaleur spécifique). Le rendement de l'échangeur de chaleur est le rapport entre le taux réel de transfert de chaleur et un taux maximum théorique que l'on obtiendrait si la surface de l'échangeur de chaleur était très grande (infinie). Pour les valeurs ci-dessus, l'échangeur de chaleur liquide-air à courants croisés avait un rendement approximatif de 0,74 alors que l'échangeur

de chaleur liquide-liquide avait un rendement d'environ 0,83. D'après les courbes obtenues à partir de ces deux types particuliers d'échangeur de chaleur, le rendement de l'échangeur liquide-liquide est toujours supérieur. Cependant, il existe d'autres configurations d'échangeur de chaleur mais les types liquide-liquide devraient toujours avoir un rendement supérieur à celui des échangeurs liquide-air comparables.

Les coûts de l'équipement construit sur mesure peuvent être beaucoup plus élevés que ceux de l'équipement préfabriqué. Dans le cas de l'équipement sur mesure, les coûts de la conception et de la fabrication seront multipliés: le système est unique et l'ingénieur ne peut se servir des hypothèses communes aux systèmes solaires de telle sorte qu'il faut prévoir plus de temps pour la conception. Le coût du montage des capteurs faits sur mesure serait égal à plusieurs fois le coût du montage des capteurs produits en série les plus rentables. Il en va de même pour tous les éléments du système solaire, de telle sorte que le coût de l'équipement serait beaucoup plus élevé que celui d'un système préfabriqué. Les coûts élevés de l'équipement construit sur mesure limitent considérablement l'utilisation de ce système que l'on ne devrait envisager que dans des circonstances extrêmes.

2.2 SYSTÈMES À LIQUIDE

2.2.1 Introduction

Les principales applications des capteurs refroidis par un liquide sont le préchauffage de l'air (ou le chauffage) et le préchauffage de

l'eau (ou le chauffage). Dans une situation donnée, les rendements des capteurs sont plus élevés lorsque l'énergie solaire est utilisée pour le préchauffage plutôt que pour le chauffage à la température désirée.

Le système le plus simple est du type thermosyphon, dans lequel les capteurs solaires sont placés au-dessous du système de stockage thermique. Le liquide circule naturellement par convection du réservoir de stockage vers les capteurs lorsque la température du capteur est supérieure à celle du réservoir de stockage. Les thermosyphons ne nécessitent pas de pompes ou de systèmes de régulation. La position physique des éléments dans les systèmes à thermosyphon est un facteur essentiel pour un fonctionnement satisfaisant du système.

Dans la plupart des cas, des contraintes physiques empêchent d'installer les éléments des systèmes liquides de façon appropriée et l'on utilise généralement des pompes pour faire circuler le liquide à travers le système de captage de l'énergie solaire, plutôt que de compter sur la convection libre. On a alors besoin de systèmes pour régulariser le fonctionnement de la pompe en fonction de l'énergie disponible.

Lorsqu'on utilise un système de stockage thermique, le milieu de stockage est généralement de l'eau. Les systèmes dans lesquels cette eau circule à travers les capteurs solaires sont appelés systèmes de chauffage direct. Partout au Canada, les capteurs à liquide qui fonctionnent toute l'année doivent être protégés d'une façon ou d'une autre contre le gel. Pour les systèmes directs de chauffage de l'eau, on peut protéger les capteurs en vidant automatiquement l'eau des capteurs solaires chaque fois qu'il y a risque de gel. Pour le chauffage des locaux, on peut utiliser une solution d'antigel comme liquide solaire et pour le stockage thermique. Dans les systèmes indirects ou à deux liquides, une solution d'antigel circule dans les capteurs solaires et un

échangeur de chaleur permet de transférer l'énergie recueillie à l'eau qui sera alors stockée ou utilisée.

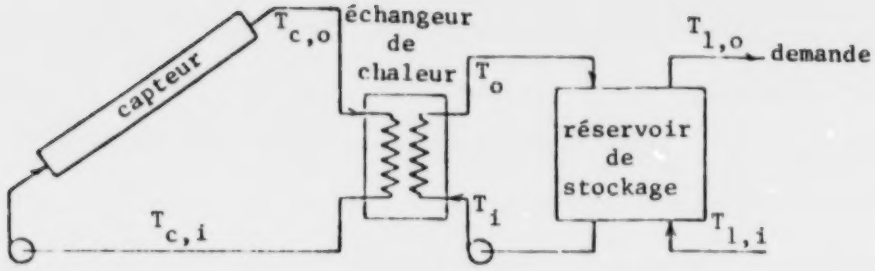
On peut utiliser des capteurs refroidis par un liquide pour le chauffage des locaux. Cependant, dans la plupart des cas, il faut atteindre des températures élevées, ce qui se traduit par une mauvaise performance du système. De plus, les coûts élevés de l'interfaçage d'un système solaire de chauffage des locaux avec le système classique diminue encore la rentabilité de ce genre d'installation. En ce qui concerne le préchauffage de l'air, les systèmes à air ont tendance à être moins coûteux que les systèmes à liquide, pour un service similaire.

Les utilisations les plus courantes des capteurs à liquide sont le chauffage de l'eau des piscines, le chauffage et le préchauffage de l'eau industrielle ou domestique. L'avantage de ces applications est que la demande se produit généralement lorsque l'énergie solaire est disponible et, dans de nombreux cas, toute énergie disponible au-dessus de 10 °C est utile. Le chauffage des locaux nécessite des températures du liquide dans le capteur égales ou supérieures à 20 °C. La complexité technique des systèmes est extrêmement variable. En général, on peut réduire le coût de l'énergie recueillie en s'en tenant à un système simple conçu pour répondre à une petite fraction d'une grande demande continue.

2.2.2 Effet des échangeurs de chaleur sur la performance

Dans les systèmes indirects (à deux liquides), un échangeur de chaleur est nécessaire pour transférer l'énergie entre les deux liquides. Si le liquide qui doit être chauffé est de l'eau, on utilise normalement de l'eau comme milieu de stockage. Dans ce cas, l'échangeur de chaleur sera installé dans le [redacted] du capteur, comme le montre la Figure 2.1.6.

FIGURE 2.1.6



Echangeur de chaleur installé dans
le circuit du capteur

Pour qu'il y ait transfert de chaleur entre les deux liquides, il faut qu'il ait une différence de température, ce qui se traduit par une perte d'énergie disponible. Pour une température donnée dans le réservoir de stockage, la température d'admission dans le capteur sera supérieure et le rendement du capteur sera plus faible. On peut tenir compte de cet effet en corrigeant la valeur du facteur d'extraction de la chaleur du capteur (F_R). On obtient alors la nouvelle valeur suivante:

$$F_{R(\text{nouveau})} = \frac{F_R}{1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{(\dot{m}Cp)_c}\right)\left(\frac{(\dot{m}Cp)_c}{\mathcal{E}(\dot{m}Cp)_{min}} - 1\right)}$$

où A_c = surface du capteur

U_L = coefficient de perte du capteur

$\dot{m}$ = débit massique

C_p = chaleur spécifique

ε = rendement de l'échangeur de chaleur

indice c = pour le liquide du capteur

indice min = la plus faible des valeurs pour les deux liquides passant à travers l'échangeur de chaleur

Le rendement de l'échangeur de chaleur est défini de la façon suivante

$$\varepsilon = \frac{Q}{(\dot{m}Cp)_{min} \times (T_h - T_c)}$$

où Q = le taux de transfert de chaleur

T_h = température d'entrée du liquide chaud

T_c = température d'entrée du liquide froid

La figure 2.1.7 montre la grandeur de cet effet. Pour un capteur ordinaire avec $(\dot{m}Cp)_c = (\dot{m}C_p)_{min} = 160\ W/^oC$

$F_R U_L = 4 W/m^2\ ^oC$

et $A = 2m^2$

un rendement de l'échangeur de chaleur $\varepsilon = 0,6$ se traduira par une diminution du rendement de 3 % seulement. Il est facile d'obtenir ce rendement avec un échangeur de chaleur à contre-courants. Avec un échangeur de chaleur à courants croisés ou dans le même sens, une plus grande surface sera nécessaire et, avec un échangeur de chaleur à convection libre, comme l'échangeur avec serpentin sur l'enveloppe, le rendement sera beaucoup plus faible et l'effet sur la performance du système sera considérable.

FIGURE 2.1.7 Facteur de correction pour l'échangeur de chaleur dans le circuit du capteur

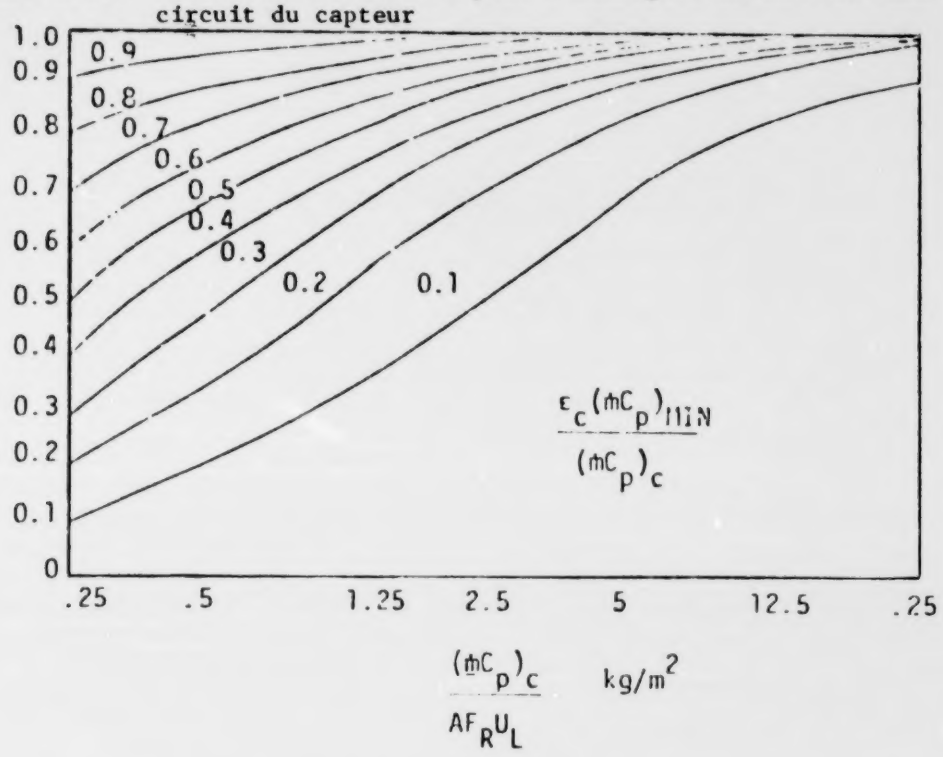
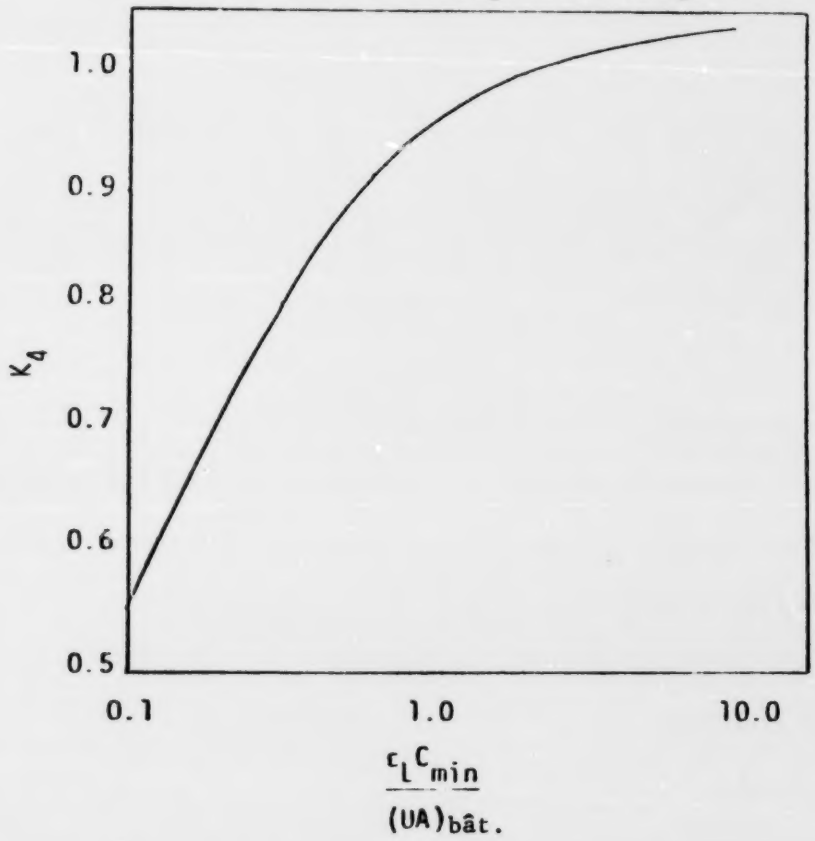


FIGURE 2.1.8 Facteur de correction, K_4, pour l'échangeur de chaleur installé entre le stockage et la charge



Si l'on utilise un capteur refroidi par un liquide pour le chauffage des locaux, le milieu de stockage sera généralement un liquide et il y aura un échangeur de chaleur entre le stockage et la charge. La présence de cet échangeur de chaleur se traduira aussi par une baisse du rendement du système. Le concepteur qui voudra optimiser un tel système de façon détaillée se servira probablement d'une simulation horaire pour analyser l'effet de la performance de cet échangeur de chaleur sur le rendement du système. Une démarche plus simple, utilisant le programme FCHART, permet au concepteur d'évaluer l'effet de l'échangeur de chaleur installé entre le stockage et la charge. On multiplie l'ordonnée à l'origine, $F_R(\alpha\tau)$, de la courbe de rendement du capteur par un facteur de correction donné par la formule suivante

$$K_4 = .39 - .64 \exp. \frac{-.139\ (UA)\ bât.}{\varepsilon\ (\dot{m}Cp)_{min}}$$

où $(UA)_{bât.}$ = la conductance thermique du bâtiment et les autres variables sont les mêmes que celles qui ont été définies ci-dessus.

La Figure 2.1.8 représente graphiquement ce facteur de correction. Cette correction est valide dans l'intervalle $.5 < \frac{\varepsilon(\dot{m}Cp)_{min}}{(UA)bât.} < 10$

2.2.3 Pertes dans les systèmes solaires refroidis par des liquides

Il y a deux principaux types de pertes dans ces systèmes: les pertes de chaleur dans les conduites, les réservoirs, l'échangeur de chaleur, etc., et la consommation parasite d'énergie. Ce dernier terme réfère à l'énergie consommée par le système pour son propre fonctionnement, telle que l'électricité consommée par la pompe et les systèmes de régulation.

Il est difficile de donner une idée générale de l'importance de l'un ou l'autre de ces paramètres. Les quantités varient grandement d'une

conception à une autre. Le mieux, pour l'ingénieur qui veut se faire une idée de ces grandeurs, est de les calculer pour chaque système qu'il conçoit.

Une étude de plusieurs systèmes de chauffage de l'eau sanitaire montre que la consommation parasite peut varier d'environ 2 % de l'énergie utile recueillie dans le cas de systèmes importants bien conçus à près de 10 % dans le cas de certains systèmes plus petits. Les pertes de chaleur dans le système varient aussi considérablement. Pour un système bien conçu, ces pertes sont généralement d'environ 10 %.

L'optimisation de l'épaisseur de l'isolant est un problème simple que l'ingénieur en conception mécanique doit résoudre continuellement. En ce qui concerne la conception des systèmes solaires, la tâche est plus aisée car il n'est pas nécessaire de spéculer sur l'évolution des prix du combustible ou des taux d'intérêt; il s'agit de décider si l'on gagnera plus d'énergie en dépensant un autre $1,000 sur les capteurs solaires ou sur l'isolation.

Les pourcentages susmentionnés montrent que la consommation parasite d'électricité et les pertes thermiques dans un système solaire ne sont absolument pas négligeables. Le concepteur sérieux doit s'assurer qu'aucune de ces pertes ne devienne excessive.

2.2.4 Exploitation du réservoir de stockage de l'énergie solaire

La conception et l'exploitation du système de stockage jouent un rôle important dans la performance thermique d'un système de chauffage solaire. La température du liquide quittant le système de stockage commande celle du caloporteur quittant l'échangeur de chaleur et entrant dans le capteur. Elle commande donc le rendement du capteur. Par conséquent, la performance du

système sera maximale lorsque la température à la sortie du réservoir de stockage sera la plus basse possible.

Pour une charge et un système solaire donnés, la température à la sortie du réservoir de stockage est la plus basse lorsque la température du liquide dans le réservoir est stratifiée. Cela devrait être un des principaux objectifs du concepteur. La signification thermodynamique de la stratification dans le réservoir et les façons d'obtenir cette stratification sont examinées au Chapitre 3.

L'une des difficultés auxquelles font face les concepteurs réside dans le choix de la taille du réservoir. Lorsque le système est utilisé pour le chauffage des locaux, le problème est simple car le liquide du réservoir de stockage est remis en circulation, de telle sorte que toute la chaleur stockée au-dessus de la température de stockage peut être utilisée, alors que toute chaleur stockée en-dessous de cette température est conservée. Par conséquent, plus le réservoir est grand, plus il peut stocker d'énergie consommable et le choix de la taille du réservoir devient un problème d'optimisation des coûts.

Lorsque le système est utilisé pour le chauffage de l'eau, le problème est différent. Le concepteur doit décider s'il est préférable de maintenir le réservoir de stockage à une température supérieure à la température fixée et d'amener ensuite l'eau à la température requise, ou de prévoir un réservoir assez grand pour que la température n'approche jamais la température fixée. Il existe peu de documentation à ce sujet, mais une étude* a montré que les réservoirs de stockage devraient avoir une capacité environ équivalente à la consommation d'eau journalière.

Il n'est pas difficile de comprendre pourquoi il existe une taille optimale, du point de vue thermodynamique, du réservoir de stockage dans un

---

* G.K. Yuill et B.C. Bradley, "The Modelling of a Solar Domestic Water Heating System" System Simulation and Economic Analysis for Solar Heating and Cooling Conference, San Diego, 1978.

chauffe-eau solaire domestique. L'extraction de l'énergie du réservoir peut se faire seulement par l'intermédiaire de l'eau. Par conséquent, si l'on a besoin de 400 L d'eau chauffée à 60 °C, et si la température de l'eau d'appoint est 10 °C, un réservoir contenant 400 L d'eau à 60 °C peut satisfaire la demande. Un réservoir contenant 5000 L d'eau à 50 °C contient dix fois plus d'énergie (mesurée au-dessus de la température de l'eau au point d'admission) mais il peut satisfaire seulement 80 % de la demande lorsque les 400 L sont prélevés. Par conséquent, il est préférable d'utiliser le petit réservoir et de faire en sorte que sa température dépasse la température fixée pendant les journées d'été ensoleillées, plutôt que d'utiliser un très grand réservoir.

Si l'on adopte cette démarche, la température du réservoir s'élèvera à l'occasion bien au-dessus de la température fixée pour le chauffe-eau. Cela entraîne plusieurs problèmes. Premièrement, le faible rendement des capteurs lorsque la température au point d'admission est plus élevée peut se traduire par un gain d'énergie inférieur à la consommation parasite et aux pertes thermiques dans le circuit primaire. Deuxièmement, la température élevée peut constituer un danger pour les utilisateurs de l'eau. Enfin, la température plus élevée peut endommager les éléments du système ou causer une augmentation de pression dans le système.

Le premier problème n'est pas très grave. La plupart des systèmes de régulation sont réglés pour arrêter le fonctionnement à la moindre différence positive de température de telle sorte qu'il n'y aura pas gaspillage d'électricité. Etant donné que la consommation parasite est indépendante de la température, le même réglage conviendra à toutes les températures.

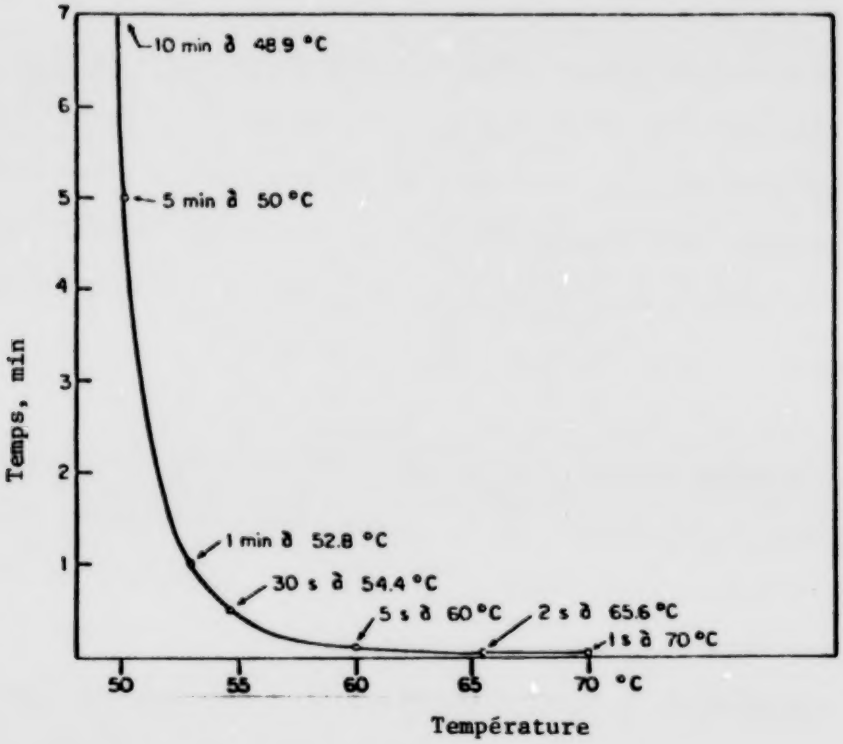
Pour un certain mode d'exploitation, le système fonctionnera même s'il perd de l'énergie. Le caloporteur du circuit primaire quitte l'échangeur de chaleur à une certaine température, T_o, et perd de la chaleur dans la conduite arrivant au capteur. Il gagne de la chaleur dans les capteurs pour

atteindre une température juste supérieure à T_o. Il perd ensuite plus de chaleur dans la conduite retournant du capteur à l'échangeur de chaleur, dans lequel il entre à une température inférieure à T_o. Ainsi, le caloporteur du circuit primaire refroidit l'eau du réservoir de stockage au lieu de la chauffer dans l'échangeur de chaleur, mais les pompes de circulation continuent de fonctionner car la température à la sortie du capteur est supérieure à celle du réservoir de stockage. On peut éliminer ce problème en augmentant la différence de température nécessaire au fonctionnement des pompes ou en augmentant l'isolation des conduites dans le circuit primaire. On n'accentue pas le problème en utilisant un réservoir plus petit et plus chaud puisque, pour chaque température du réservoir dans n'importe quel système donné, il existera une gamme étroite d'ensoleillement dans laquelle le système fonctionnera de cette façon si la différence de température fixée pour que le système s'arrête est trop faible. Cette gamme étroite d'ensoleillement se produira au moins une fois par jour.

Le deuxième problème lié à l'utilisation de réservoirs plus petits et à température plus élevée, est le risque d'ébouillantage. Cela peut se produire si la soupape d'équilibrage n'agit pas assez rapidement, par exemple, lorsqu'on n'utilise pas d'eau et que la soupape est dans la position "chaleur maximale". Si l'on ouvre un robinet, l'eau chaude descendra dans la conduite et une partie passera par la soupape d'équilibrage avant que cette dernière ait le temps de réagir. Il y a alors risque de blessure pour l'utilisateur de l'eau.

L'ébouillantage par l'eau chaude domestique est un accident fréquent au Canada. Environ 300 jeunes enfants et un grand nombre d'adultes reçoivent chaque année des soins médicaux pour des brûlures au troisième degré reçues de cette façon. Parmi les enfants, une centaine environ doivent être hospitalisés. Lors d'une étude américaine, on a trouvé qu'un tiers des enfants hospitalisés pour des brûlures par l'eau domestique mouraient de leurs blessures.

La figure 2.1.9 montre le temps nécessaire pour causer une brûlure au troisième degré chez un adulte, en fonction de la température de l'eau. Les enfants sont brûlés plus rapidement. Il est évident que l'eau dont la température se situe dans la gamme de température que l'on peut facilement atteindre avec un système solaire, et qui peut ne causer aucun problème du point de vue matériel, peut être très dangereuse pour l'utilisateur. Cela est particulièrement vrai en raison de la variation de température de l'eau chauffée par le soleil. (La plupart des cas d'ébouillantage chez les adultes bien portants se produisent pendant des voyages.)



Temps d'exposition et température de l'eau causant des brûlures au troisième degré

FIGURE 2.1.9

Plusieurs codes de plomberie imposent un réservoir de stockage entre une soupape d'équilibrage et le point d'utilisation, pour éliminer la possibilité de variations de température à court terme. On peut satisfaire cette exigence et protéger les utilisateurs en installant la soupape d'équilibrage entre les réservoirs d'un système à deux réservoirs. Cette façon de procéder diminue la capacité de stockage du réservoir auxiliaire, mais il y a peu de risques que cela pose un problème lorsque l'apport d'énergie solaire est tel que la soupape d'équilibrage entre en action. Avec ce type d'installation, on peut utiliser la source auxiliaire de chaleur pour compenser la perte dans le réservoir auxiliaire même lorsque l'énergie solaire est disponible et non utilisée. Cependant, pour éviter cela, il serait nécessaire de fixer la température de la soupape d'équilibrage au-dessus de la température du thermostat sur le réservoir auxiliaire. On réintroduit alors le risque d'ébouillantage car la température de l'eau peut varier de façon inattendue.

Le troisième problème, à savoir les dommages causés au système par des températures excessivement élevées, comporte plusieurs solutions possibles. L'une des solutions consiste à concevoir le système de façon à ce que la perte de chaleur soit assez grande pour que la température ne dépasse jamais la limite considérée comme sûre, même lorsqu'il n'y a pas consommation d'eau. Cette approche se traduit par des pertes excessives dans d'autres conditions d'exploitation.

Une deuxième solution consiste à arrêter la pompe de circulation lorsque le réservoir de stockage atteint la température limite et de laisser le liquide stagner dans les capteurs. Cette approche a deux inconvénients. En premier lieu, les solutions de glycol se dégradent plus rapidement aux températures élevées. En second lieu, bien que les capteurs doivent être conçus pour résister aux températures de stagnation, la dégradation des matériaux sera plus rapide et la durée de vie du dispositif sera plus courte s'il y a souvent stagnation. Dans les systèmes à vidange temporaire et à vidange permanente, cette technique est plus réalisable car il n'y a pas de problème de dégradation du glycol.

On peut utiliser un échangeur de chaleur liquide-air pour extraire la chaleur d'un système solaire afin de limiter sa température. Cet échangeur doit être installé à l'extérieur car il est bien évident que l'on n'a pas besoin d'un supplément de chaleur à l'intérieur pendant la saison où le système solaire surchauffe. La conduite de retour du capteur est un bon emplacement. On placera l'échangeur en parallèle, isolé par deux soupapes à trois voies. Lorsque la température limite est dépassée, les soupapes s'ouvrent et le ventilateur de l'échangeur de chaleur est mis en marche.

L'échangeur de chaleur, avec un ventilateur, deux soupapes et les commandes nécessaires, est un moyen très couteux d'éliminer la chaleur en excès pour quelques heures par an. (Si le système surchauffe pendant plus de quelques heures, il est

trop important pour la demande considérée.) Une méthode moins coûteuse consiste à retirer de l'eau du réservoir de stockage par l'intermédiaire d'une soupape de sécurité thermique thermostatique. Il s'agit d'une soupape à remise en place qui se ferme lorsque la température de l'eau stockée tombe au-dessous de la température fixée. On ne peut pas utiliser une soupape de sécurité thermique ordinaire qui se déclenche et reste ouverte lorsque la température fixée est dépassée.

Cette façon de limiter la température du système se traduit par un gaspillage d'eau, mais le coût sera généralement minime comparé au coût d'investissement d'un serpentin refroidisseur. Le but principal est de se protéger contre une surchauffe imprévue dûe à une baisse de la demande elle aussi imprévue. Par définition, cela arrivera rarement. En ce qui concerne la surchauffe prévue, on devra résoudre le problème en diminuant la taille du réseau de capteurs en fonction de la demande.

La décision finale, à savoir si l'on utilisera un serpentin refroidisseur ou s'il est moins coûteux d'utiliser l'eau du réseau public, devra être prise par le concepteur en fonction de l'application spécifique. En général, l'utilisation du réseau public sera la solution la plus économique au problème du surplus de chaleur.

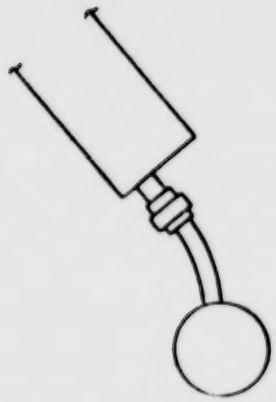
2.2.5 Raccords pour les capteurs à liquide

Les raccords de conduite sont un élément crucial du système solaire. Les fuites de liquide dans les raccords avec le capteur peuvent être dûes à la dilatation et à la contraction des conduites, à la corrosion galvanique et à un mauvais travail.

Lorsqu'il y a plusieurs capteurs dans un long réseau, la dilatation et la contraction de la conduite peuvent entraîner une variation de plus de 3,0 mm pour 3,0 m de collecteurs d'alimentation et de retour. Pour qu'il n'y ait pas de problème, il faut faire en sorte que les conduites puissent changer de longueur par rapport aux panneaux auquels elles sont reliées. Afin de réduire au minimum les tensions sur les raccords avec le capteur, les connexions entre les panneaux et les collecteurs doivent pouvoir bouger. La figure 2.1.10 illustre trois types de raccord permettant un mouvement externe du collecteur.

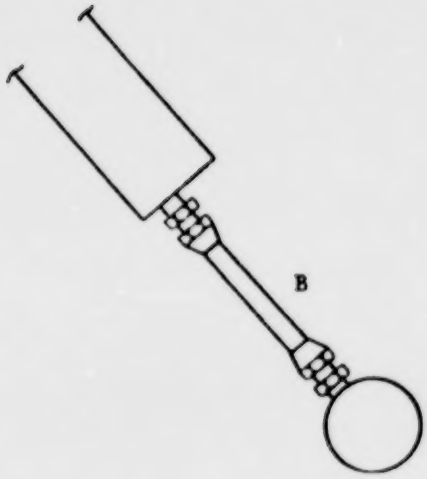
Le modèle A représente un mamelon en acier soudé au collecteur et raccordé à un mamelon court vissé dans le panneau. La courbe dans le mamelon aide à absorber la dilatation. Lorqu'on emploie jusqu'à quatre capteurs, le mamelon devrait mesurer environ 20 centimètres de long. Si l'on utilise un plus grand nombre de capteurs, la longueur du mamelon sera calculée comme s'il s'agissait d'une canalisation ordinaire.

Le modèle B représente des joints évasés en acier reliant à la fois le capteur et le collecteur. Il est bon



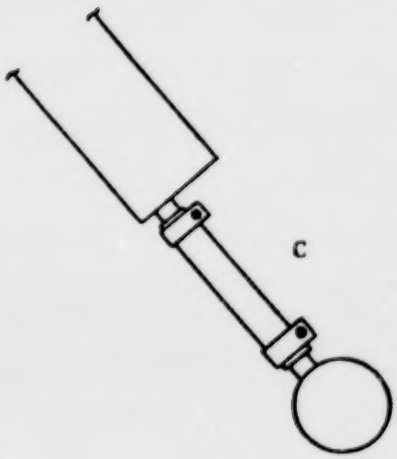
A

Mamelon en acier soudé
au collecteur



B

Joint évasé



C

Boyau avec brides de serrage

Raccords de tuyauterie flexibles

FIGURE 2.1.10

d'introduire une courbe en "S" (non illustrée) pour tenir compte de la dilatation et des différences de dimension entre le collecteur et les capteurs adjacents.

Le troisième type de raccord illustré en C consiste à utiliser un boyau en caoutchouc synthétique. En ce qui concerne les types de matériaux pour le boyau, il faut considérer deux éléments : la durabilité lorsque le boyau est exposé à la lumière du soleil pendant de longues périodes et la stabilité du serrage. Il existe de nombreux matériaux pour les boyaux mais il faudra en choisir un qui soit compatible avec le liquide utilisé. On utilise souvent des boyaux à base de silicium car ils conviennent pour la majorité des caloporteurs employés dans les systèmes solaires, qui sont des combinaisons d'éthylène, de glycol et d'eau.

On utilise plusieurs types de brides de serrage avec les boyaux en caoutchouc synthétique. Les plus communs sont les brides à vis, les raccords sertis et les brides à ressort. La bride à vis peut couper un boyau si elle est trop serrée mais on peut éviter cela en utilisant une doublure lisse. Avec le temps, le boyau peut "se tasser" et il faudra vérifier que la bride de serrage reste bien serrée. On a observé que les brides à ressort se comportaient bien : elles ne causent pas de dommage au tuyau et elles compensent automatiquement pour le "tassement" du tuyau. En général, une bride à ressort a moins de force qu'une bride à vis et l'on a observé des cas où le tuyau a fini par se libérer sous l'effet de dilatations répétées. Si l'on introduit

un collet à l'extrémité du raccord, la bride à ressort permet alors d'éviter cet inconvénient. Un raccord serti est une autre solution, qui n'a pas été souvent utilisée.

Les autres méthodes de protection contre la dilatation et la contraction consistent à utiliser des raccords Victaulic et des soufflets de dilatation. Ces dispositifs conviennent mieux pour les tuyauteries internes et pour connecter les panneaux dans les réseaux verticaux. Ils ne conviennent pas pour les connexions directes avec les capteurs. En installant ces dispositifs de protection contre la dilatation et la contraction sur la tuyauterie intérieure ou extérieure, on réduit les tensions dûes à la dilatation et à la contraction et, partant, les risques de fuite aux raccords avec le capteur.

La corrosion dans les conduites est une deuxième cause de fuite de liquide. Il y aura corrosion galvanique dans les raccords si l'on utilise des métaux différents. En règle générale, on doit éviter d'utiliser des métaux différents dans un système à eau chaude. Si l'on ne suit pas cette règle et si l'on ne prend pas de mesures préventives appropriées, la corrosion galvanique peut réduire la durée de vie du système solaire.

On peut prendre plusieurs mesures pour éviter la corrosion galvanique.

1. Idéalement, on devrait utiliser le même métal dans tout le système. Partout où c'est possible, on doit utiliser des

combinaisons de métaux qui sont proches les uns des autres dans le tableau des forces électromotrices.

2. Si l'on doit utiliser des métaux différents, la surface occupée par le métal moins noble doit être relativement plus grande que celle occupée par le métal plus noble. Par exemple, une petite surface d'acier devrait être couplée avec une grande surface d'aluminium.

3. On peut réduire ou éviter la corrosion galvanique en réduisant le courant électrique entre les deux métaux. Pour ce faire, on installe un isolant électrique entre les deux métaux.

4. On appliquera une couche protectrice telle que de la peinture sur le métal plus noble et plus résistant à la corrosion.

5. On ajoutera des inhibiteurs chimiques à l'électrolyte. Les inhibiteurs peuvent être classés comme anodiques ou cathodiques suivant le métal à protéger.

On peut prendre ces mesures séparément ou les combiner.

Le mauvais travail constitue la dernière cause importante de fuite aux raccords du capteur. Le problème se pose plus particulièrement avec les raccords soudés. Pour assurer une pénétration complète de la soudure dans un raccord de conduite, on doit souder séparément l'intérieur du raccord et l'extérieur du tube. On peut ensuite joindre le raccord et le

tube pendant que la soudure est suffisamment molle. En réchauffant le joint, on obtiendra un raccord bien solide. La compatibilité de la soudure avec le matériau à souder est un autre point important à condidérer. Par exemple, si l'on utilise des raccords en cuivre, on doit choisir une soudure à 95 % étain - 5 % antimoine car une soudure ordinaire ne résistera pas à la haute température possible.

Si l'on utilise des joints avec filetage, on complètera le scellage avec du ruban en téflon de telle sorte qu'il ne se défasse pas lorsqu'on vissera le raccord. Lorsqu'on utilise du ruban à tuyau ou de l'enduit, deux ou trois tours à la main suivis de deux ou trois tours avec une clé devraient suffire pour serrer le joint en place.

2.3.1 Détail du montage

Chaque type de capteur et chaque méthode d'installation ont leur propres caractéristiques. Le fabricant de capteurs doit normalement fournir des guides de montage bien illustrés. La présente section traitera des divers aspects du montage de capteurs sur des toits inclinés et plats.

La majorité des installations sur des toits inclinés concerneront de petites maisons résidentielles dont le toit est en bois. Lorsqu'un capteur est installé sur un toit incliné, il peut être soit fixé directement sur le toit soit fixé à un support si la pente du toit est inférieure à la pente désirée

pour les capteurs. La charge est normalement limitée à la charge permanente du capteur puisque l'installation ne devrait pas retenir le vent ou la neige, ce qui augmenterait la surcharge En ce qui concerne les capteurs installés directement sur le toit, on peut les fixer de plusieurs façons suivant le matériel de montage fourni avec le capteur. Lorsque le toit est en tuiles, les points d'appui du capteur peuvent être fixés à une plaque qui chevauche les solives du toit ou à des lambourdes en bois ou des profilés métalliques fixés directement sur le toit. Si l'on utilise des lambourdes ou des profilés métalliques, il ne faut pas les installer en travers de la pente car il se formera alors une digue qui retiendra l'écoulement, permettant ainsi à l'eau de pénétrer sous les tuiles. Les lambourdes et les profilés métalliques doivent être installés dans le sens de la pente. On évitera les fuites en appliquant du ciment à toit entre chaque couche de tuiles, sous la lambourde et entre la lambourde et les tuiles.

Lorsque le toit n'est pas assez incliné, on installera le capteur sur un support. on devra tenir compte d'un grand nombre d'éléments considérés dans le cas des toits plats. Ces éléments seront étudiés plus loin. Une fois le cadre du support installé, il faut le fermer avec un revêtement résistant aux intempéries et appliquer un solin imperméable à la surface du toit. On cherche ainsi à éviter l'accumulation de neige derrière les capteurs, neige qui gêlerait plus rapidement et fondrait plus lentement car elle serait à l'ombre. En fermant l'arrière

et les côtés du support, on réduit la possibilité de surcharge dûe à l'accumulation de neige. Un schéma de l'installation d'un capteur sur un support est donné à la figure 2.1.11.

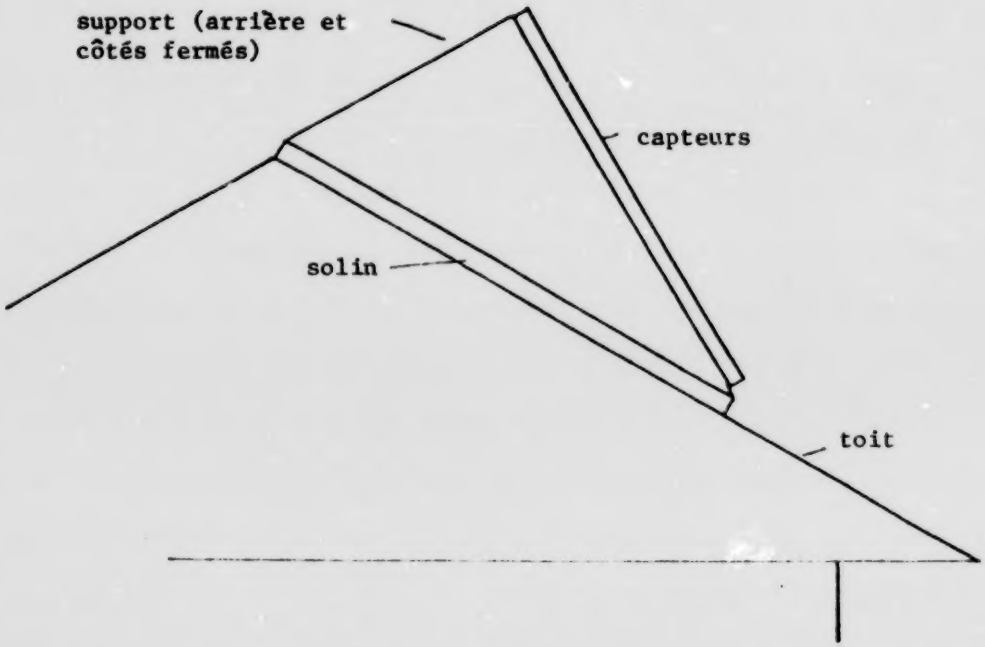
Le plus souvent, les systèmes solaires de grandes dimensions sont installés sur les toits plats des immeubles industriels et municipaux. La distance entre les supports verticaux des capteurs qui sont fixés au toit dépendra de la capacité du bâtiment à supporter des charges ponctuelles. L'orientation des capteurs par rapport au bâtiment influera aussi sur la façon dont le support des capteurs sera installé. Si les capteurs font un angle droit avec la structure secondaire, les pieds du support peuvent être placés à intervalles réguliers sur cette structure secondaire. Cependant, si les capteurs sont parallèles aux éléments secondaires, les supports verticaux du capteur doivent alors être installés directement au-dessus d'un seul élément secondaire. Dans ce cas, soit l'élément supportera la charge totale soit il sera nécessaire d'installer un autre cadre au-dessus du toit pour fixer les supports du capteur.

Le support du capteur peut être en bois traité avec un préservatif ou il peut être constitué de tuyaux ou d'angles en aluminium, en fer ou en acier. Le support doit être assez fort pour résister au vent, au poids de la neige et au poids mort des capteurs. Sur les toits plats, les supports doivent être construits de façon à ce que la base du capteur se trouve au-dessus du niveau moyen d'accumulation de neige.

Les capteurs installés sur des toits plats nécessitent un type de support et une méthode de fixation différents de ce que l'on a vu avec les toits inclinés. Sur les petits bâtiments, qui ont une structure en bois, on peut utiliser un montage avec bac à brai comme le montre la figure 2.1.12. On utilisera les supports à colonnes illustrés à la figure 2.1.13 sur les toits en acier et les supports à bordures illustrés à la figure 2.1.14 pour installer les capteurs sur un toit en béton. Lorsqu'on utilise les supports à bordures, les bordures ne doivent pas mesurer plus de 1,2 m environ de façon à ne pas empêcher l'écoulement de l'eau de pluie. Les supports à colonnes et à bordures illustrés aux figures 2.1.13 et 2.1.14 sont des supports recommandés dans le document d'information S-2 de Travaux Publics Canada, Structural Design for Solar Collector.

On peut utiliser une grande variété de supports de capteurs. Les supports les plus simples sont ceux employés dans les petites installations où le réseau comprend seulement quelques capteurs. Le support illustré à la figure 2.1.15 est un exemple courant de support de capteur fourni et recommandé par des fabricants de capteurs pour une petite installation.

Lorsqu'on utilise un grand réseau de capteurs, il faut généralement prévoir un support triangulaire de grande portée. Pour les matériaux, on utilise le plus souvent des tubes en aluminium, des tubes carrés en acier et des profilés en acier ordinaire laminés à chaud. On a tendance à choisir des cadres à tubes d'aluminium ou d'acier, pour des raisons esthétiques, mais ce type de cadre peut être extrêmement coûteux et demander



Support fermé. Le support fermé peut être recouvert pour s'harmoniser avec le reste du bâtiment (bardeaux, planches, peinture).

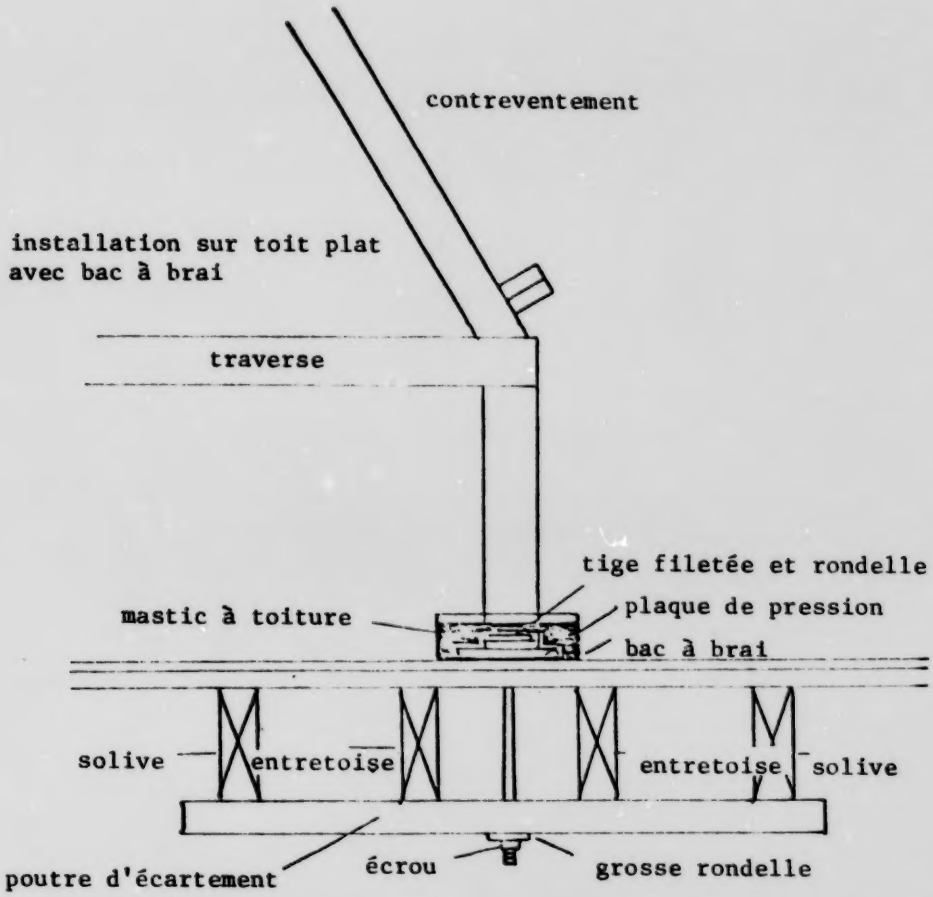
FIGURE 2.1.11

beaucoup de main d'oeuvre. En général, les supports en acier laminé à chaud, avec de larges poutres à brides et des cornières en acier sont moins coûteux. La charge morte de ces cadres peut influer considérablement sur l'intégrité de la construction et l'on devrait consulter des spécialistes en construction lorsqu'il s'agit d'installer de gros réseaux de capteurs.

Si l'on installe plusieurs rangées de capteurs les unes derrière les autres, on construira une paroi arrière en contreplaqué inclinée vers la rangée suivante de capteurs. Si cette paroi est peinte en blanc ou recouverte d'un film réflecteur, elle réfléchira le rayonnement sur la rangée suivante de capteurs. Ce type de réflecteur améliore la performance et réduit aussi les effets de soulèvement et de refroidissement dus au vent sur la rangée de capteurs.

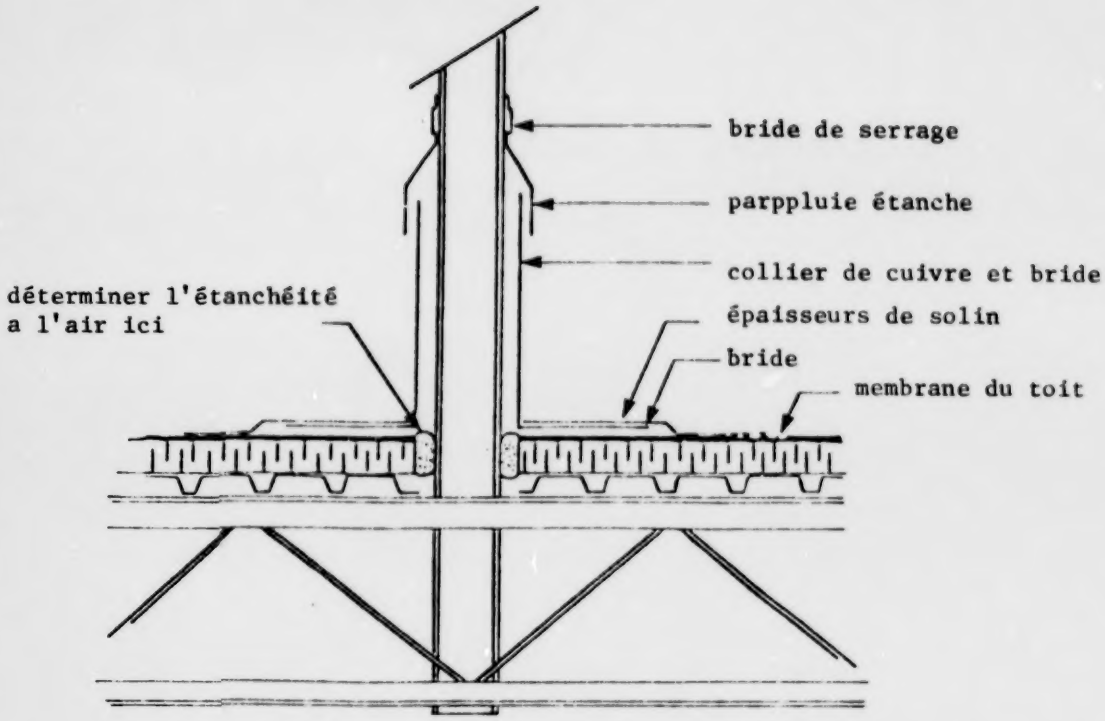
2.3.2 Installation des conduites ou des tuyaux et protection contre les intempéries

L'isolation complète des conduites et des soupapes est essentielle pour assurer une bonne performance du système solaire. Malheureusement, la plupart des isolants avec lesquels les concepteurs travaillent n'ont pas été conçus pour les systèmes solaires. Avec ces systèmes, on utilise généralement trois types d'isolant: la fibre de verre, la mousse d'uréthane et d'isocyanurate flexible, à cellules fermées, et la mousse d'uréthane et d'isocyanurate rigide.



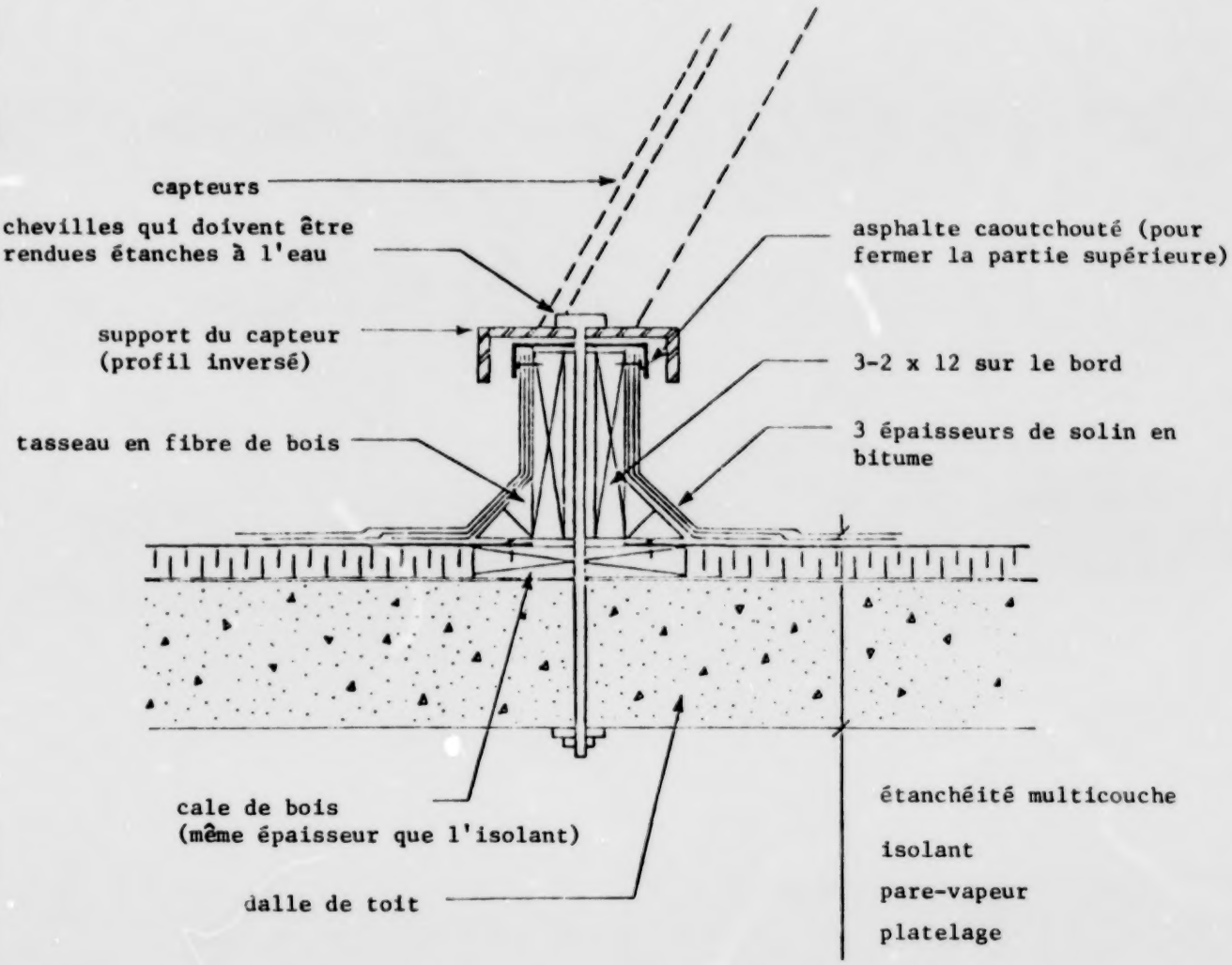
Installation classique sur toit plat avec bac à brai. Le dessous du bac à brai est enduit de mastic à toiture avant d'être fixé au toit. Une fois la vis à bois ou la tige filetée en place, le bac est rempli de frai ou de mastic à toiture. On recouvre ensuite complètement les pièces de fixation afin d'éviter que l'eau atteigne le filetage des vis.

FIGURE 2.1.12



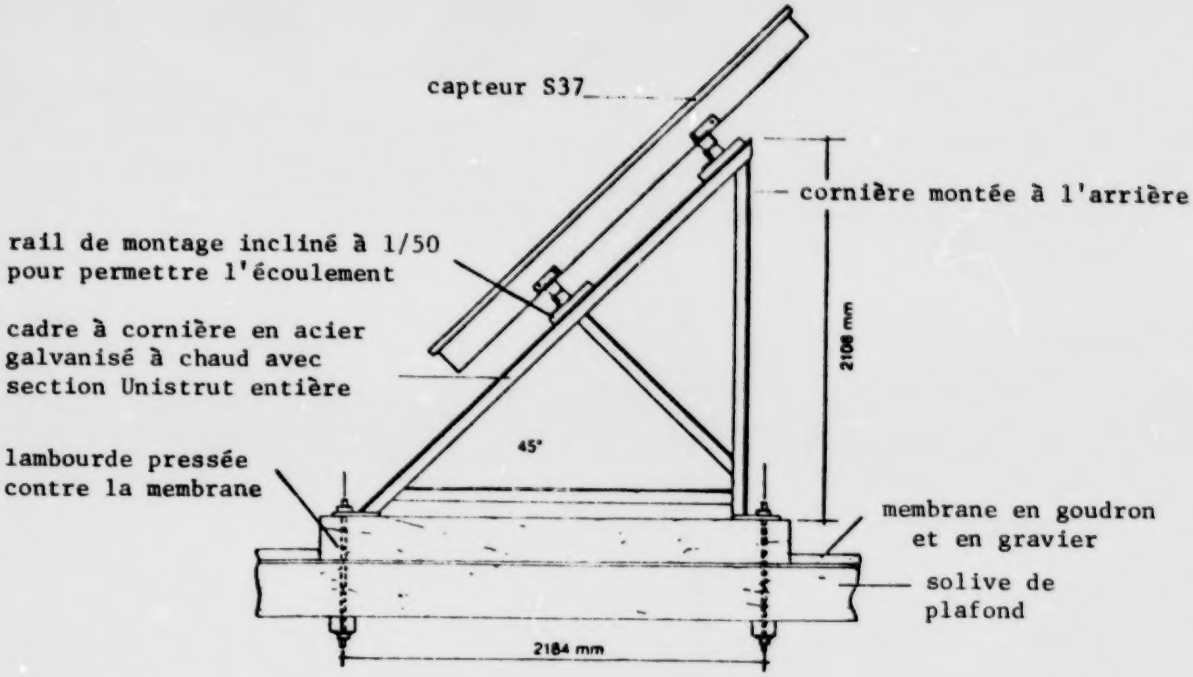
Support à colonnes

FIGURE 2.1.13



Support à bordures

FIGURE 2.1.14



Cadre de montage ordinaire

FIGURE 2.1.15

On peut acheter l'isolant en fibre de verre sous forme rigide et semi-rigide. Sous forme semi-rigide, la fibre de verre peut être coupée pour prendre la forme des soupapes et des raccords. Avec la fibre de verre rigide, on ne peut donner à l'isolant les formes qui sont souvent requises par les installations solaires. La fibre de verre rigide est un bon isolant pour les grandes longueurs de conduite mais elle ne convient pas pour les capteurs avec tuyauterie extérieure. Une fois humide, la fibre de verre cesse d'être un isolant pour devenir un conducteur, ce qui oblige à employer un revêtement imperméable lorsqu'on utilise la fibre de verre à l'extérieur. On peut acheter de l'isolant en fibre de verre pour les conduites avec une enveloppe imperméable et résistante aux rayons ultraviolets. On assurera une imperméabilité totale en scellant les raccords de l'isolant en fibre de verre avec du ruban imperméable.

En ce qui concerne les isolants flexibles en élastomère (à cellules fermées), les épaisseurs disponibles sont très limitées et il faut alors ajouter une deuxième épaisseur pour améliorer le facteur R. L'isolant flexible ne craint pas l'eau car il est imperméable. Cependant, les rayons ultraviolets du soleil peuvent endommager ce type d'isolant. On peut peindre l'isolant pour le protéger contre le rayonnement ultraviolet. S'il n'est pas peint, l'isolant se détériorera rapidement en moins de six mois et perdra sa qualité d'isolant en moins d'un an.

La mousse rigide coûte à peu près le même prix que la fibre de verre rigide, pour une même valeur de R. La mousse rigide se détériore lorsqu'elle est exposée à la chaleur intense associée à la stagnation; pour réduire les risques de dommages, on enveloppera le tuyau. L'eau ne modifie pas immédiatement les qualités de la mousse rigide mais il peut se former un acide doux qui détériorera la conduite si l'eau entre en contact avec la mousse rigide et la surface de la conduite. Certaines mousses rigides d'uréthane et d'isocyanurate sont vendues avec une enveloppe de PCV. L'enveloppe de PCV offre une certaine résistance aux dommages provoqués par les rayons ultraviolets mais il est préférable d'utiliser le revêtement protecteur recommandé par le fabricant si l'on veut une protection plus durable. Lorsqu'on colle des sections d'isolant rigide revêtues d'une couche de PCV, on obtient une enveloppe imperméable.

La majorité des fournisseurs d'isolant de conduites offrent diverses formes d'enveloppes protectrices. Les enveloppes les plus courantes sont en tissu, en aluminium ou en vinyl. L'enveloppe en tissu est une combinaison de fibre de verre et d'asphalte qui a un point de fusion élevé mais n'est pas imperméable. Une enveloppe en aluminium avec une doublure capable d'arrêter l'humidité fournit la meilleure protection contre les rayons ultraviolets et les dommages physiques, tout en étant imperméable. L'enveloppe en aluminium est recommandée pour les conduites transportant un liquide dont la température se situe

entre 0 ^{o}F et 400 ^{o}F. Les enveloppes en vinyl sont généralement constituées d'une combinaison vinyl/aluminium et peuvent être utilisées dans une grande gamme de températures. Le choix final d'une enveloppe protectrice dépendra des températures prévues pour le liquide circulant dans les conduites et du coût et de la disponibilité des enveloppes isolantes.

L'isolation des conduites et des réservoirs dans un système solaire devrait être optimisée de la même façon qu'avec n'importe quel autre système. La seule différences est que, pour un autre système, le concepteur doit généralement choisir entre les coûts d'investissement pour l'isolation et les coûts annuels pour le combustible alors que, dans le cas d'un système solaire, il doit choisir entre deux types de frais d'investissement. Dans ce dernier cas, il n'a donc pas à spéculer sur les futurs taux d'intérêt ou l'évolution des prix du combustible.

Par exemple, dans un projet de chauffage solaire de l'eau sanitaire à l'échelle commerciale, le coût marginal d'un autre capteur (installé) était de 209.00 \$/m^2, et le gain d'énergie était de 0,67 GJ/a par m^2, pour un coût de 312.00 \$ par GJ/a. Les conduites intérieures avaient un diamètre de 40 mm. On a pu augmenter l'épaisseur de l'isolant de 25 mm à 50 mm pour 10 \$/m. Cette augmentation de l'isolation a permis une économie de 0,049 GJ/a par mètre, pour un coût de 203.00 \$ par GJ/a économisé. Ainsi, dans ce cas, l'augmentation de l'isolation a été un meilleur investissement que l'addition d'un autre

capteur. Lorsqu'on a répété le même calcul pour un autre 25 mm d'isolation, on est arrivé à la conclusion inverse.

Dans une telle analyse, on doit tenir compte du fait que certaines pertes dans les conduites à l'intérieur réduisent les coûts de chauffage. Dans le cas ci-dessus, les pertes se produisaient dans une salle d'équipement mécanique non chauffée.

En général, on trouvera que l'épaisseur d'isolant optimale sur les réservoirs est considérablement plus grande que sur les conduites intérieures car la forme cylindrique de ces dernières entraîne une diminution plus rapide des économies d'énergie avec l'épaisseur. L'épaisseur d'isolation optimale sur les conduites extérieures sera également plus grande à cause de la plus grande différence de température, bien que le coût plus élevé de l'isolation extérieure ait un effet opposé.

2.3.3 Le facteur de réflexion du sol et son effet sur la performance thermique

Les tableaux 2.1.3.1 et 2.1.3.2 donnent l'albedo (facteur de réflexion dans la gamme de longueurs d'onde du rayonnement solaire) de plusieurs types de surfaces naturelles. Le tableau 2.1.3.3 montre comment l'albedo varie avec l'angle d'incidence.

Dans les installations ordinaires, les capteurs peuvent faire face à une grande gamme de matériaux synthétiques. Les albedos pour certains de ces matériaux sont donnés au

tableau 2.1.3.4. On peut en trouver beaucoup d'autres dans divers livres de référence sur le rayonnement thermique.

Le problème, lorsque l'on estime le facteur de réflexion d'une surface, est que les valeurs réelles varieront grandement pour des matériaux répondant à une seule description. Par exemple, d'après le tableau, un pavage en asphalte a un facteur de réflexion de 0,07 alors que le gravier a un facteur de réflexion de 0,71, de telle sorte que la valeur de ce facteur pour les pavages et les toits réels peut se situer n'importe où entre les deux.

Heureusement, l'ingénieur chargé de la conception d'un système solaire a généralement affaire à une installation modifiée. Il est possible d'obtenir une bonne approximation du facteur de réflexion des matériaux entourant un ensemble de capteurs solaires en mesurant la lumière à différents moments de la journée pendant laquelle le capteur fonctionne et en comparant la luminosité avec celle d'une surface dont on connaît le facteur de réflexion et qui est directement éclairée par le soleil. Pour les deux ensembles de mesures, le posemètre doit être correctement maintenu à l'ombre.

Les capteurs solaires peuvent faire face à des surfaces complètement ou partiellement recouvertes de neige pendant l'hiver. Il est alors nécessaire d'estimer la fraction de la surface recouverte par la neige et la longueur de la saison de neige.

Il est évident que l'évaluation du facteur de réflexion du sol est grandement entachée d'incertitude. Cependant, l'effet global de ce facteur sur la performance des systèmes solaires n'est pas très grand. La figure 2.1.20 à la section suivante montre qu'une augmentation du facteur de réflexion du sol de 0,2 à 0,8 pour toute l'année se traduit seulement par une augmentation de 4 % du gain d'énergie d'un capteur à double vitrage incliné à 43^{o} et par une augmentation de 6 % pour un capteur à simple vitrage. Par conséquent, le concepteur qui estime le mieux possible le facteur de réflexion du sol en se basant sur des mesures mensuelles ne risque pas d'introduire une grande erreur dans sa prédiction à partir de FCHART s'il y a une légère erreur dans son estimation du facteur de réflexion.

2.3.4 Le modificateur d'angle d'incidence

Le modificateur d'angle d'incidence est une correction que l'on introduit pour tenir compte de la variation de $(\alpha\tau)$ avec l'angle d'incidence du rayonnement tombant sur le capteur. Il est défini par

$$K_{\alpha\tau}\ (\theta) = (\alpha\tau)_{\theta} \,/\, (\alpha\tau)_{n}$$

où $(\alpha\tau)_{\theta}$ est la valeur de $(\alpha\tau)$ mesurée avec un angle d'incidence θ et $(\alpha\tau)_{n}$ est la valeur mesurée pour une incidence normale.

La norme ASHRAE 93-77 spécifie la méthode de mesure du modificateur d'angle d'incidence. On peut le déterminer à l'intérieur ou à l'extérieur en mesurant le rendement pour quatre

TABLEAU 2.1.3.1

VALEURS COURANTES DE L'ALBEDO

Surface	Albedo, $
Neige, fraîche	70-9 5
Neige, vieille de plusieurs jours	70
Sable sec	37
Sable humide	24
Herbe humide au soleil	33-37
Herbe humide, sans soleil	14-26
Herbe sèche	15-25
Forêt: pin, sapin et chêne	10-18
Océan	2-7

Tableau 2.1.3.2

MOYENNES CONTINENTALES DE L'ALBEDO (%) EN AMERIQUE DU NORD EN FONCTION DE LA LATITUDE

Latitude	Type de surface	Albedo de la surface (%)				
(°N)	prévalant	31 janvier		31 mars		Été
		couche de neige		couche de neige		
		Moyenne	Épaisse	Mince	Moyenne	
65-70	Tundra	82.8	82,8	82,7	82,8	16,1
60-65)	Tundra et forêt	(67,3	67,3	58,2	62,3	15,6
55-60)	de conifère	(59,1	59,1	54,8	57,7	16.5
50-55)	Forêt et	(50,3	50,3	45,8	48,0	14,6
45-50	prairie	(46,4	48,9	28,4	37,6	14,8
40-45)	Arbustes, cultures	(37,9	50,4	19,0	30,5	15,8
35-40)	et boisés	(38,5	40,8	16,0	21,1	16,5
	Moyenne continentale	43,0	47,4	34,7	39,4	16,0

TABLEAU 2.1.3.3

ALBEDO D'UNE SURFACE HERBEUSE (%) À TORONTO

Heure (heure solaire réelle)	07	08	09	10	11	12
9 sept. 1961 (clair)	25.6	22,3	22,5	21,3	20,8	20,6
26 sept. 1961 (nuageux)	19,7	19,1	20,2	17,5	19,4	17,6
Heure (heure solaire réelle)	13	14	15	16	17	
9 sept. 1961 (clair)	20,8	21,4	22,8	24,2	25,3	
26 sept. 1961 (nuageux)	18,1	19,3	20,0	19,7	28,6	

TABLEAU 2.1.3.4

ALBEDOS DE DIFFÉRENTS MATÉRIAUX

Cuivre terni	0,36
Asphalte	0,07
Brique rouge	0,25
Argile	0,61
Tuiles en béton:	
couleur naturelle	0,27
brunes	0,09
noires	0,09
Terre nue, labourée	0.62
Gravier	0,71
Marbre blanc	0,54

angles d'incidence différents, la température du caloporteur entrant dans le capteur étant égale à la température ambiante.

La figure 2.1.16 montre des courbes typiques du modificateur d'angle d'incidence en fonction de l'angle d'incidence pour trois capteurs plans.

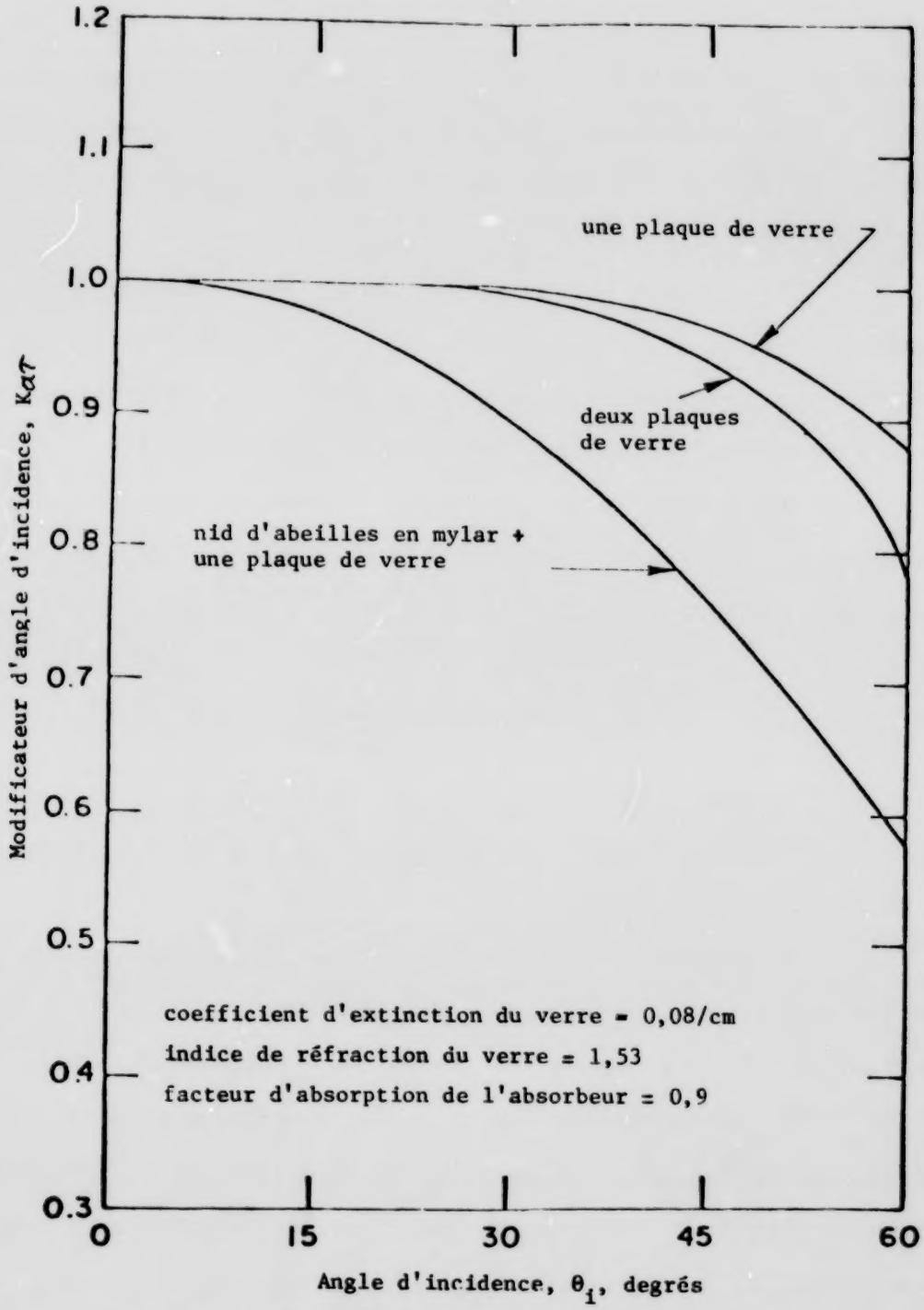
On a trouvé que la variation du modificateur d'angle d'incidence peut devenir linéaire si on le représente en fonction de $\frac{1}{\cos \theta} - 1$ au lieu de le représenter en fonction de θ. Cette représentation est illustrée à la figure 2.1.17.

Cette formulation est intéressante au point de vue calcul car elle permet d'exprimer le modificateur d'angle d'incidence sous la forme

$$K_{\alpha\tau} = 1 + b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1\right)$$

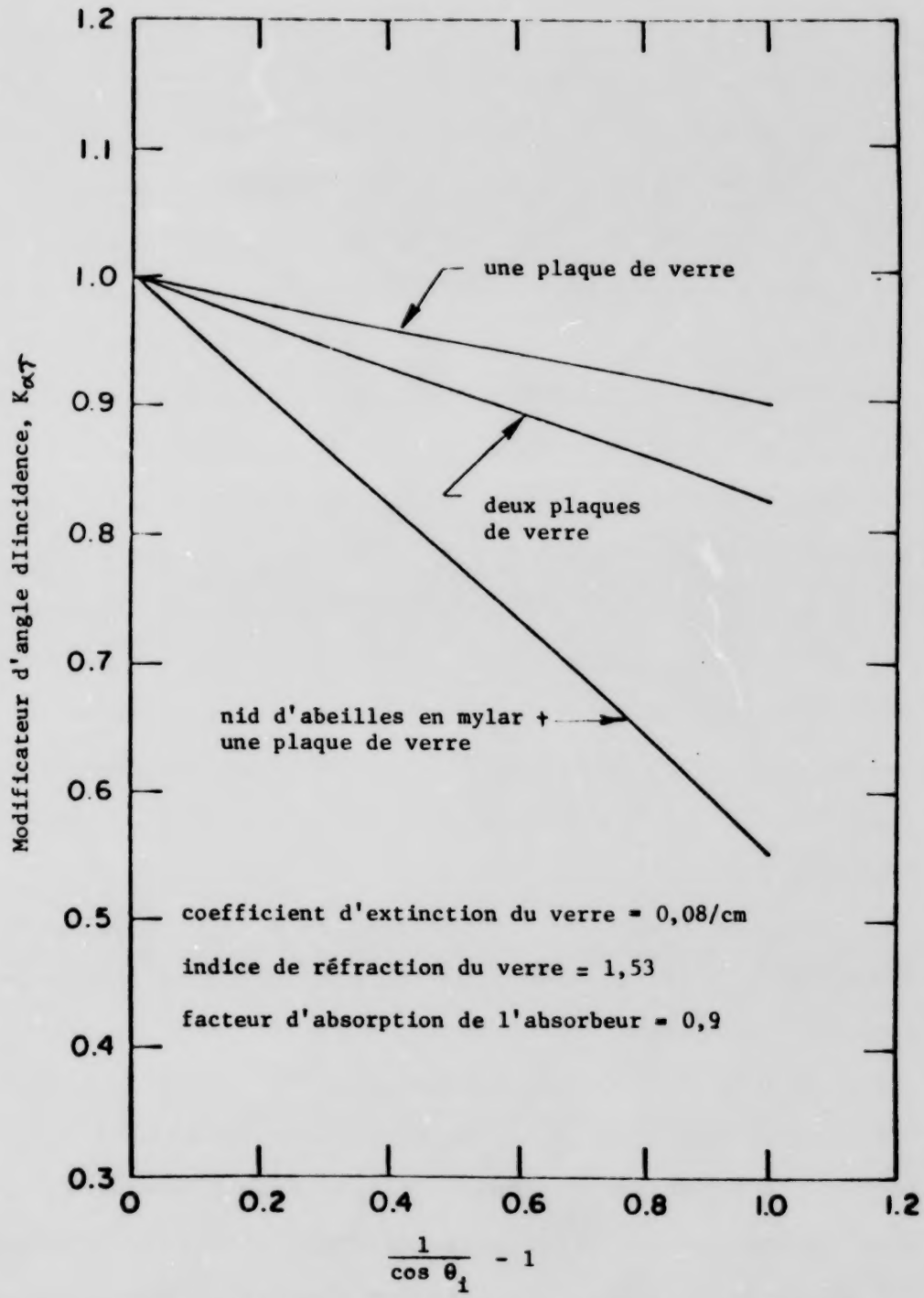
et un seul nombre, le coefficient du modificateur d'angle d'incidence, b_0, est suffisant pour donner la valeur de $K_{\alpha\tau}$, quel que soit l'angle d'incidence.

Au premier abord, la diminution du rendement d'un capteur due à une incidence non perpendiculaire ne semble pas importante. À 45°, un capteur à double vitrage perd seulement 6 % et à 60°, seulement environ 22 %. Cependant, on se souviendra que ces corrections sont apportées en soustrayant du rendement correspondant à l'incidence normale, non en multipliant. Par conséquent, si le rendement d'un certain capteur solaire à double vitrage est de 72 %, pour une incidence normale et une température du caloporteur égale à la température



Modificateur d'angle d'incidence pour trois capteurs solaires plans avec des revêtements non sélectifs sur l'absorbeur

FIGURE 2.1.16



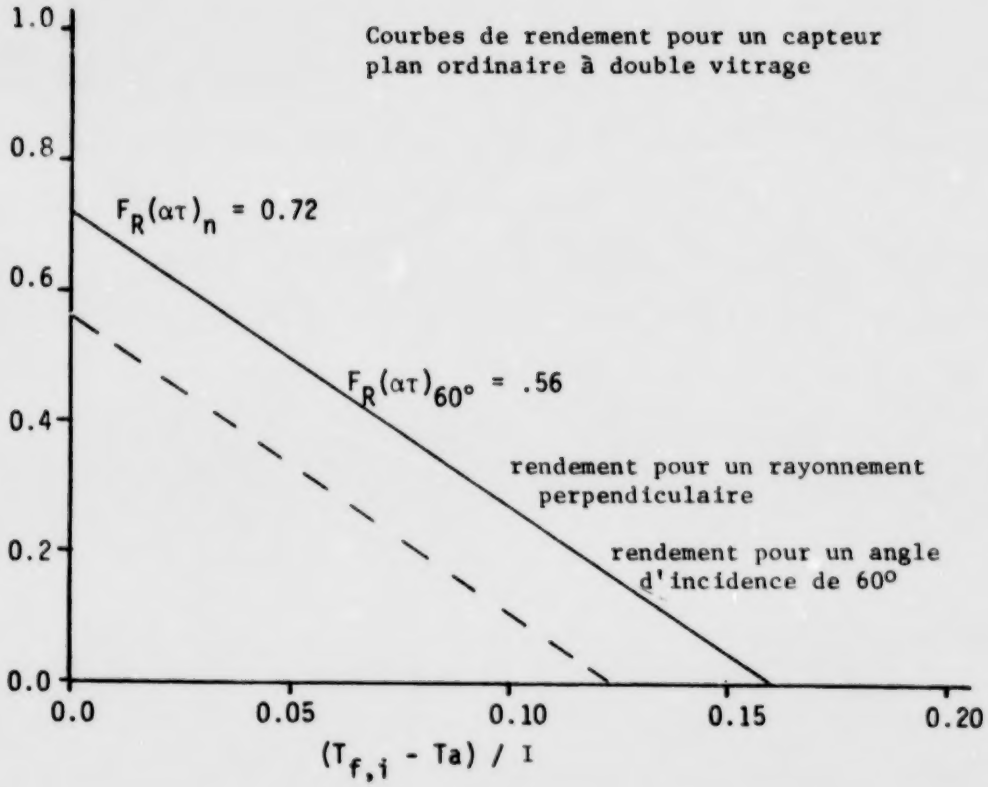
Modificateur d'angle d'incidence pour trois capteurs solaires plans avec des revêtements non sélectifs sur l'absorbeur

FIGURE 2.1.17

ambiante, le rendement correspondant à un angle d'incidence de 60 ° est 72 % x 78 % = 56 %, et le rendement correspondant à toutes les autres valeurs de $(T_{f,i} - T_a) / I$ diminue aussi de 14 % en valeur absolue, non de 14 % de ce qu'il aurait été pour une incidence normale. Ce point est illustré à la figure 2.1.18.

Deux autres facteurs augmentent l'importance de la performance des capteurs solaires pour une incidence non perpendiculaire. L'un de ces facteurs est la déclinaison du soleil. Pour un capteur incliné à 45°, l'angle d'incidence sera supérieur à 20°, même à midi, au milieu de l'été et au milieu de l'hiver. Cela signifie que le capteur fonctionnera très peu de temps dans la gamme d'angles d'incidence pour lesquels $K_{\alpha\tau} = 1$. Le second facteur est que le capteur reçoit un rayonnement diffus sur une grande gamme d'angles d'incidence. La figure 2.1.19 montre des angles d'incidence efficaces du rayonnement diffus isotrope provenant du ciel et du sol en fonction de la pente du capteur. Les bandes indiquées couvrent une grande gamme de capteurs plans à simple et à double vitrage.

Une étude de la figure 2.1.19 montre qu'un angle d'incidence efficace d'environ 58° est une bonne approximation pour le rayonnement diffus venant du ciel, pour une grande gamme d'angles d'inclinaison du capteur. La variation de l'angle d'incidence efficace du rayonnement diffus venant du sol est beaucoup plus grande que celle du rayonnement venant du ciel. Pour estimer avec précision le rendement d'un capteur incliné de 30° ou plus, il faudra utiliser les données de cette figure avec



Effet de l'angle d'incidence sur le rendement

FIGURE 2.1.18

le modificateur d'angle d'incidence. Cela est particulièrement vrai en hiver, lorsque le sol est plus lumineux que le ciel. La précision des calculs du rayonnement réfléchi par le sol est alors plus importante.

Lorsque l'ingénieur utilise FCHART pour analyser la performance d'un système solaire à capteurs plans, il peut soit introduire la valeur mesurée du coefficient du modificateur d'angle d'incidence, b_0, soit estimer la valeur à partir du nombre de plaques, de l'indice de réfraction, du coefficient d'extinction et de l'épaisseur des plaques. Dans le dernier cas, la valeur du $K_{\alpha\tau}$ pour chaque angle d'incidence, θ, est donnée par

$$K_{\alpha\tau} = \frac{\alpha \cdot \tau}{\left[1-(1-\alpha)\right] \rho d} \cdot \frac{1}{(\tau\alpha)_n}$$

les facteurs de réflexion et d'absorption des plaques étant calculés à partir de l'équation de Fresnel et des lois de Bouger pour la valeur de θ considérée. La variation du facteur d'absorption de l'absorbeur avec θ est estimée à partir d'un lissage empirique des données mesurées avec des surfaces noircies.

Le calcul de $K_{\alpha\tau}$ pour le rayonnement diffus venant du ciel utilise la même méthode que dans le cas d'un faisceau, en supposant un angle d'incidence de 60°. Pour le rayonnement réfléchi par le sol, on utilise l'équation.

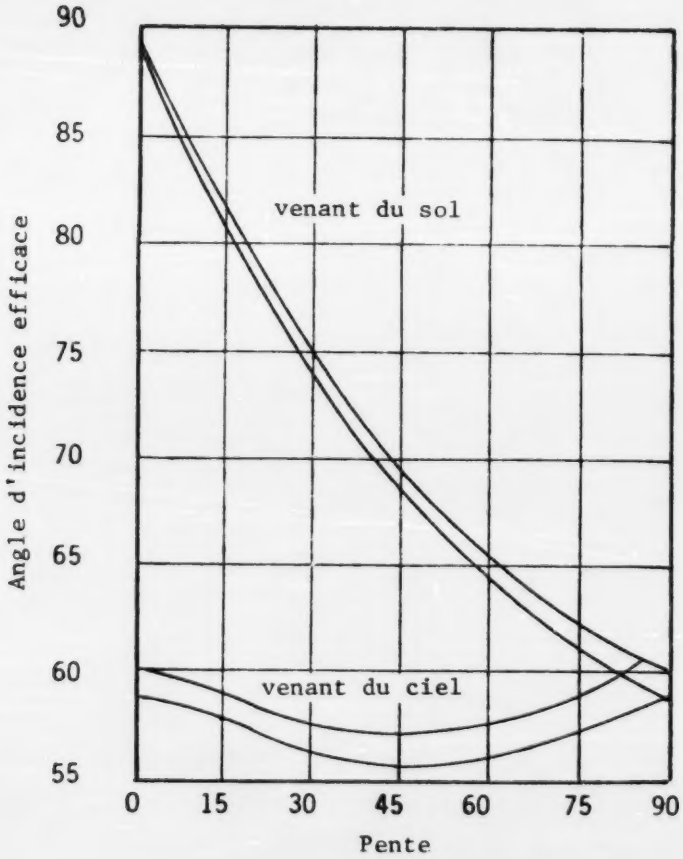
$$\bar{\theta}_r = 89.8^{\circ} - 0{,}57883\beta + 0{,}002693\beta^2$$

pour calculer l'angle d'incidence efficace. Cette équation s'applique à la courbe de la figure 2.1.19.

Les capteurs à tubes sous vide diffèrent de façon marquée des capteurs plans classiques en ce qui concerne leur réponse à un rayonnement non perpendiculaire. Ils ne sont pas isotropes et l'on ne peut pas leur appliquer l'équation habituelle du modificateur d'angle d'incidence. En fait, $K_{\alpha\tau}$ peut dépasser 1,0 pour une incidence non perpendiculaire. Ni la procédure décrite dans la norme ASHRAE 93-77 ni le programme FCHART ne conviennent pour l'étude de ce type de capteur. Les fabricants ont adressé une protestation auprès du comité de révision ASHRAE 93-77 et il est possible qu'une nouvelle méthode de résolution de ce problème soit incluse dans la version corrigée de la norme.

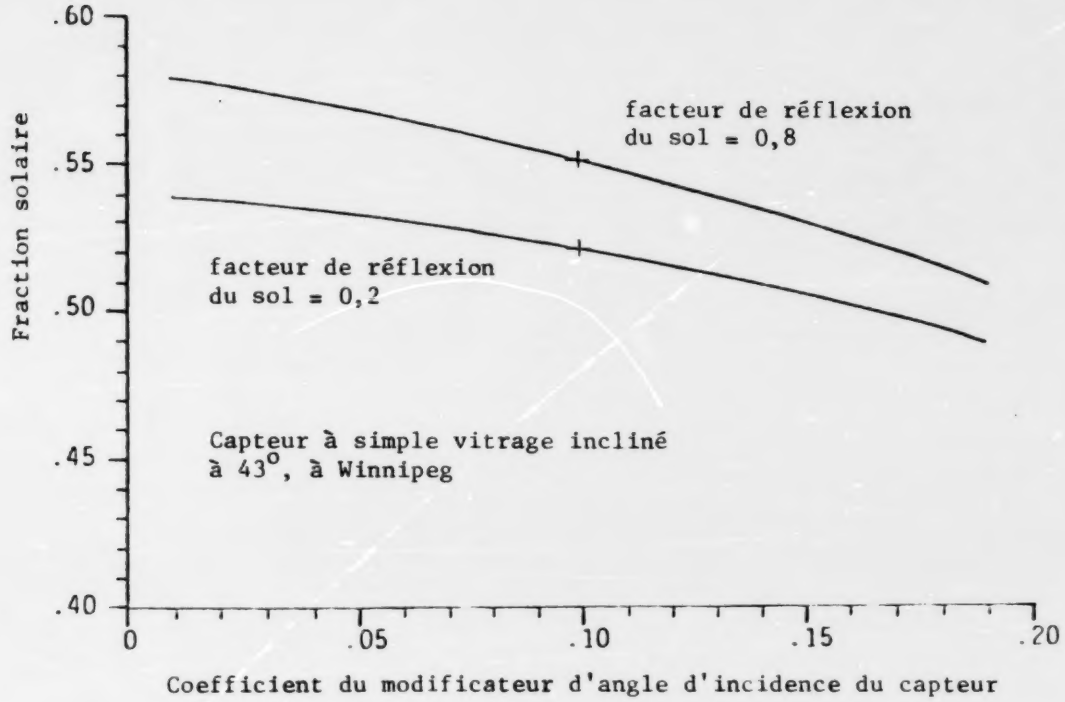
L'équation du modificateur d'angle d'incidence ne convient pas non plus pour les capteurs à concentration de type convergents ou paraboliques.

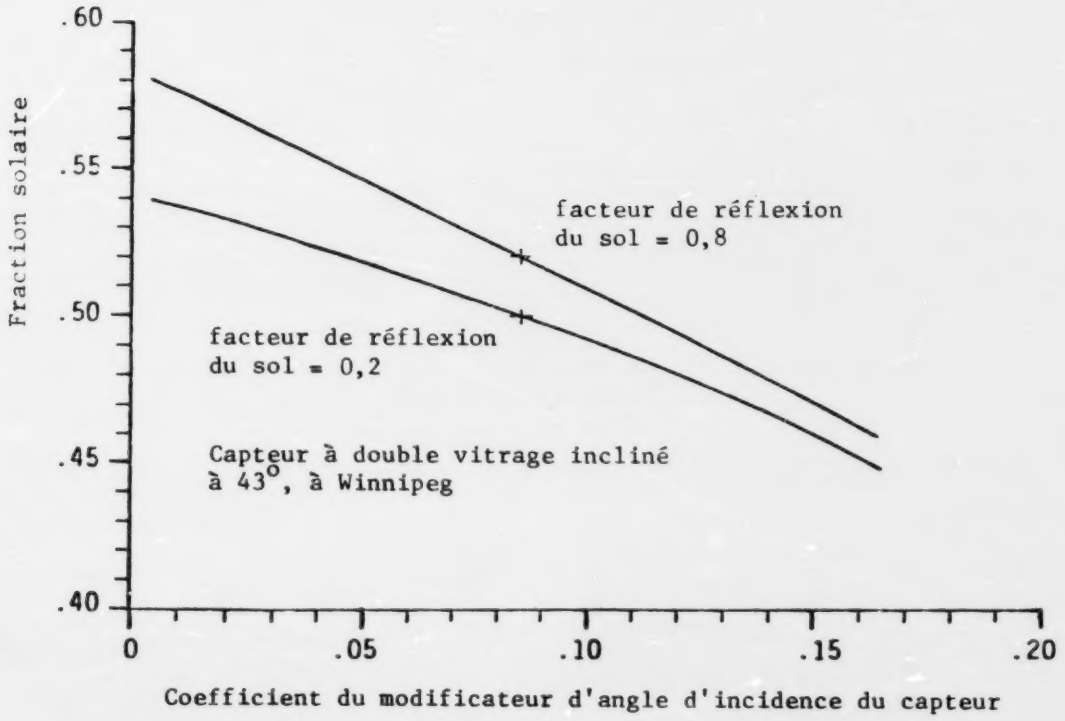
La figure 2.1.20 montre la relation entre le coefficient du modificateur d'angle d'incidence, b_0, et les fractions solaires prédites par FCHART. Les points marqués sur chaque courbe sont des valeur typiques de b_0 pour des capteurs à simple et à double vitrage. La gamme de valeurs de b_0 indiquée est beaucoup plus grande que la gamme réelle. Comme on peut le voir sur les graphiques, des variations de $\pm$50 % de b_0 entraînent des variations d'environ $\pm$2 % dans la quantité d'énergie recueillie par un capteur à simple vitrage et une variation de $\pm$4 % pour un capteur à double vitrage. Comme on pouvait s'y attendre, une très grande valeur du facteur de réflexion du sol rend le capteur plus sensible aux variations de b_0.



Angle d'incidence efficace du rayonnement diffus isotrope

FIGURE 2.1.19





Effet d'un vitrage simple et d'un vitrage double sur la fraction solaire

FIGURE 2.1.20

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
3	DÉMARCHE DE LA CONCEPTION	78
	3.1 INTRODUCTION	78
	3.2 LE TRAVAIL DE CONCEPTION	78
	3.3 OBJECTIFS DE LA CONCEPTION	83
	3.4 PÉRIODES DE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ET RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS	86
	3.5 EFFETS DU DÉBIT ET DES PROPRIÉTÉS DU FLUIDE SUR LE RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS	96
	3.6 EFFET DE LA VITESSE DU VENT SUR LE RENDEMENT D'UN CAPTEUR	100
	3.7 FACTEURS THERMODYNAMIQUES	104
	3.8 FACTEURS ÉCONOMIQUES	111
	3.9 SYNTHÈSE DES FACTEURS THERMIQUES ET ÉCONOMIQUES: CONCEPTION D'UN SYSTÈME	118

FIGURES

Figure		Page
3.3.1	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES	89
3.3.2	RENDEMENT DE DEUX CAPTEURS ORDINAIRES	90
3.3.3	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES DU RENDEMENT	91
3.3.4	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES DU RENDEMENT POUR UNE TEMPÉRATURE À L'ENTRÉE DU CAPTEUR DE 5°C	92

FIGURES

Figure		Page
3.3.5	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES DU RENDEMENT POUR UNE TEMPÉRATURE À L'ENTRÉE DU CAPTEUR DE 35°C	93
3.3.6	DISTRIBUTION DE FRÉQUENCES	95
3.4.1	CAPTEUR PLAN À LIQUIDE À SIMPLE VITRAGE SOL-100 DE SOLARSYSTEMS	98
3.5.1	EFFETS DE LA VITESSE DU VENT SUR LA COURBE DE RENDEMENT D'UN CAPTEUR SOLAIRE PLAN ORDINAIRE	99
3.6.1	CHAUFFE-EAU SOLAIRE IDÉAL DU POINT DE VUE THERMODYNAMIQUE	107
3.6.2	SYSTÈME À DEUX ÉCHANGEURS DE CHALEUR	107
3.6.3	SYSTÈME À DEUX RÉSERVOIRS ET À DEUX SOUPAPES	108
3.6.4	FRACTION SOLAIRE EN FONCTION DU VOLUME DE STOCKAGE POUR UN CHAUFFE-EAU SOLAIRE DOMESTIQUE	108
3.7.1	OPTIMISATION ÉCONOMIQUE	116
3.7.2	OPTIMISATION ÉCONOMIQUE	117

CHAPITRE 3

DÉMARCHE DE LA CONCEPTION

3.1 INTRODUCTION

Les sujets examinés dans le présent chapitre sont les suivants:

1. Le travail de conception
2. Les objectifs de la conception
3. Les facteurs thermodynamiques
4. Les facteurs économiques
5. Synthèse de ces facteurs conduisant à la conception d'un système

Dans ce chapitre, nous définirons certains des principes fondamentaux qui aideront l'ingénieur à concevoir un système solaire efficace. Nous ne chercherons pas à étudier tous les problèmes détaillés de la conception des éléments auxquels est confronté l'ingénieur. Nous nous placerons plutôt dans une perspective globale et nous définirons les démarches générales qui permettent à l'ingénieur de produire un système efficace.

3.2 LE TRAVAIL DE CONCEPTION

La conception d'un système solaire dépend de l'utilisation qui sera faite de l'énergie recueillie et de l'environnement physique dans lequel le système doit fonctionner.

Les critères utilisés dans l'examen des applications potentielles d'un système solaire sont les suivants:

1. la qualité de l'énergie recherchée,
2. l'importance de la demande,
3. les profils annuels de la demande,
4. les profils quotidiens de la demande,
5. la facilité de l'application.

Le premier et le plus important de ces facteurs est la qualité de l'énergie (c'est-à-dire la température) recherchée. Les applications visant une température élevée se traduiront par des coûts élevés par unité de surface de capteur installée et par de faibles rendements. À l'inverse, pour les applications visant des températures basses, on peut utiliser des éléments peu coûteux et atteindre de hauts rendements. Par exemple, les coûts énergétiques unitaires d'un système de préchauffage de l'air d'aération peuvent être dix fois moins élevés que ceux d'un système de chauffage des locaux fournissant une quantité d'énergie égale.

L'importance de la demande est aussi un élément fondamental. De nombreux coûts fixes ou semi-fixes sont associés à un système solaire, quelle que soit sa taille. Une grande demande justifie un système important. Un système important offre une plus grande base pour défrayer ces coûts fixes et semi-fixes. Un système solaire fournissant une fraction moyenne d'une demande fonctionnera avec un rendement relativement plus élevé qu'un système fournissant une grande fraction de la même demande. Une

grande demande permet d'installer un système solaire suffisamment important pour offrir des économies d'échelle mais suffisamment petit, par rapport à la demande, pour fonctionner efficacement.

Le concepteur devra comparer les profils annuel et quotidien de la demande énergétique à l'ensoleillement. Des demandes importantes en été et faibles en hiver, pendant les heures d'ensoleillement, constituent la situation idéale. Le chauffage des locaux résidentiels, avec une demande importante pendant les nuits d'hiver et pas de demande en été, est un exemple d'une mauvaise application alors que le chauffage de l'eau des douches sur une plage est un exemple d'une bonne application. Le profil quotidien de la demande est une indication des besoins de stockage thermique. Le stockage thermique entre souvent pour une grande part dans le coût d'un système de telle sorte que les systèmes qui ne nécessitent pas de stockage peuvent présenter des avantages économiques dans certaines applications.

La facilité d'une application réfère à la facilité avec laquelle un système solaire peut être intégré à un système thermique. Au moment de la conception, il est relativement peu coûteux de modifier une construction pour introduire un système solaire destiné à une application particulière. Dans une construction existante, l'application solaire la plus logique peut se révéler trop difficile et par conséquent trop coûteuse pour être envisagée.

Lorsqu'un bâtiment a été analysé et que la "meilleure" application solaire a été choisie, l'ingénieur commencera à conceptualiser la disposition des éléments du système. L'expérience et les contraintes physiques (comme la surface disponible pour l'installation des capteurs) dictent le choix d'une surface de capteur. Les contraintes imposées par le gérant du bâtiment peuvent aussi réduire la latitude du concepteur.

Dans une construction nouvelle, on peut modifier la conception d'un bâtiment pour intégrer facilement un système solaire. L'installation d'un système dans un bâtiment modifié suppose des compromis et des échanges. Cependant, cela ne signifie pas nécessairement que le système sera beaucoup moins efficace qu'un système installé dans un endroit idéal. Des variations de $\pm$ 15° de la pente idéale et un écart allant jusqu'à 45° avec l'azimut idéal du capteur ont souvent très peu d'effet sur la performance du système et permettent à l'ingénieur d'utiliser les caractéristiques existantes du bâtiment pour réduire le coût du système. Le concepteur devra évaluer avec soin les caractéristiques du bâtiment lorsqu'il décidera des éléments du système, dont il devra essayer de simplifier l'installation et l'exploitation. Les supports du capteur, les conduites et le stockage thermique peuvent compter pour une large part dans les premiers coûts. Il est possible de réaliser des économies importantes en travaillant avec, et non contre, les caractéristiques du bâtiment. Etant donné que les frais d'investissement

constituent la fraction la plus importante du coût de l'énergie solaire, ils doivent être réduits au minimum.

Bien que l'on cherche à réduire les frais d'investissement, cela ne doit pas se faire aux dépens des coûts énérgétiques et de la fiabilité du dispositif. Certains systèmes peu coûteux sont souvent à l'arrêt. Le coût des réparations et la fraction solaire plus faible fournie par le système (en raison du non fonctionnement du système) peuvent se traduire par des coûts énergétiques plus élevés sur la durée de vie du système. On devra évaluer les frais d'investissement et d'exploitation pour les diverses demandes et configurations du système en fonction de la performance du système. Le paramètre le plus important dans le choix de la taille et de la configuration d'un système solaire est le coût de l'énergie utile recueillie en $/GJ·a. Le concepteur devra choisir un système qui répondra à tous les critères de conception nécessaires tout en réduisant les coûts énergétiques au minimum. Le système ne sera généralement pas le plus efficace pour l'application considérée mais il devra être conçu pour fonctionner avec un haut rendement relatif.

En ce qui concerne la conception d'un système solaire, une analyse par un ingénieur en construction peut se révéler nécessaire dans deux domaines. Les capteurs installés sur le toit, en eux-mêmes, peuvent ne pas représenter des charges importantes. Cependant, les charges dues au vent sur le réseau ou à la neige qui s'accumule sur un toit à cause de l'"effet de barrière" du réseau de capteur peuvent excéder les capacités

structurales du bâtiment. La direction Design et Construction de Travaux Publics Canada a publié un document d'information S-2, "Structural Design Solar Collectors" portant sur les réseaux de capteurs installés sur les toits. La masse élevée de stockage thermique requise par certains systèmes solaires peut présenter des problèmes structuraux. En général, le système de stockage thermique doit être placé sur les planchers ou sur des dalles de niveau.

Chaque projet d'énergie solaire est unique et doit être envisagé avec un esprit ouvert. La solution de chaque problème suppose son propre cocktail de considérations économiques, techniques, spatiales et esthétiques. Le concepteur devra découvrir les possibilités offertes par la construction et les besoins énergétiques du bâtiment qui conduiront aux coûts les plus bas possibles de l'énergie solaire pour l'application considérée.

3.3 OBJECTIFS DE LA CONCEPTION

Dans la conception d'un système solaire, l'ingénieur poursuit les objectifs importants suivants:

1. Sécurité
2. fiabilité
3. durabilité
4. facilité d'entretien
5. rapport performance/coût

La sécurité n'est pas un élément à négliger dans les systèmes solaires. Des chauffe-eau à basse pression ont tué de nombreuses personnes et ont détruit des bâtiments à la suite d'une défaillance des dispositifs de commande et des soupapes de sécurité. Les concepteurs d'un système ont une grande responsabilité et aucun ingénieur sans qualifications ni expérience dans la conception de systèmes solaires ou d'autres systèmes de même nature ne devrait se lancer dans ce genre de travail. L'ingénieur devra examiner avec soin la conception, imaginant une défaillance de toutes les commandes et un mauvais ajustement de toutes les soupapes pour vérifier s'il y a surpression ou surchauffe. Comme on l'a vu précédemment, la contamination de l'eau potable est un autre danger potentiel contre lequel on doit se protéger.

Quand un ingénieur a des doutes sur une question de sécurité, il devrait imaginer qu'il doit justifier ou expliquer une décision lors d'une enquête.

La fiabilité, la durabilité et la facilité d'entretien sont en fait des éléments économiques, mais ils sont examinés séparément car il est très difficile de quantifier leur rentabilité. Les ingénieurs expérimentés auront élaboré leurs propres normes dans ces domaines et les clients ne manqueront pas de leur faire part de leurs réactions s'ils conçoivent des systèmes qui ne répondent pas aux attentes dans ces domaines. Par contre, peu de clients remarquent qu'un système est trop coûteux parce que

l'ingénieur a introduit quelques soupapes de sectionnement inutiles ou parce qu'il a défini une spécification irréaliste pour un élément de réglage. Un bon ingénieur doit s'assurer qu'il n'augmente pas la complexité du système aux dépens du client.

Les codes et les normes constituent l'une des bases de la conception. Voici quelques références importantes qui peuvent se révéler utiles dans la conception des systèmes solaires:

1. Devis directeur du Gouvernement du Canada

   Section 15643 - capteurs solaires plans - 1979-12-31

2. Normes ASHRAE

   93-77 Flat Plate Collectors (en révision)

   95-81 Packaged Domestic Water Heaters

   96-80 Unglazed Collectors

   (Ces normes ASHRAE sont toutes des méthodes normalisées d'essai de performance thermique)

3. Normes ACNOR

   F378-1982 - capteurs solaires

   F379-M1982 - chauffe-eau solaires domestiques (préliminaire)

(Ces normes ACNOR incluent des essais de performance thermique et des exigences en matière de sécurité et de durabilité)

Les normes relatives aux chauffe-eau solaires domestiques constituent un bon point de départ pour les ingénieurs chargés de la conception de chauffe-eau solaires plus importants pour le chauffage de l'eau sanitaire.

En plus des objectifs de conception susmentionnés, des projets particuliers peuvent avoir d'autres objectifs comme le développement de systèmes, la formation et l'expérience ou le monitorage de performance. Le programme A.U.E.S. a comme objectif primordial le développement d'une industrie canadienne de l'équipement solaire. Les concepteurs de projets A.U.E.S. doivent garder cela présent à l'esprit lorsqu'ils cherchent à rentabiliser un système en troquant un investissement pour des capteurs solaires contre un investissement pour un matériel classique.

3.4 PÉRIODES DE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ET RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS

Le rendement thermique d'un capteur solaire est une fonction du rapport

$$(T_{f,i} - T_a)/I$$

où $T_{f,i}$ = température du fluide à l'entrée du capteur

T_a = température ambiante

I = ensoleillement sur le capteur

Ce nombre variera au cours d'une année normale entre pratiquement l'infini et zéro et, dans certaines applications, jusqu'à une température bien inférieure à zéro. Pour choisir le bon capteur, l'ingénieur doit faire correspondre la courbe de rendement du capteur à la courbe de la distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_A)/I$.

La figure 3.3.1 montre deux distributions de ce rapport, pour des températures du liquide à l'entrée du capteur de 5 ^oC et 35 ^oC, avec des données météorologiques relevées à Winnipeg, pour un capteur incliné à 45 ^oC et faisant face au sud. (Normalement, dans le système réel, la température du liquide à l'entrée du capteur varie aussi mais l'on a utilisé des valeurs constantes pour simplifier l'étude.) La figure 3.3.2 montre deux courbes typiques de rendement du capteur, pour un capteur en plastique sans vitrage et pour un capteur à vitrage avec un absorbeur en métal.

En comparant la distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$ avec la courbe de rendement du capteur, on peut obtenir une courbe de distribution pour la variation du rendement du capteur au cours de l'année. Une telle courbe est illustrée à la figure 3.3.3, pour le capteur à vitrage avec une température à l'entrée du capteur de 35 ^oC.

On a obtenu la courbe de la figure 3.3.3 à partir des courbes des figures 3.3.1 et 3.3.2 de la façon suivante. Pour

chaque valeur de $(T_{f,i} - T_a)/I$ sur la figure 3.3.1, on a déterminé la fréquence correspondante sur la courbe correspondant à une température à l'entrée du capteur de 35 ^{o}C. Pour la même valeur de $(T_{f,i} - T_a)/I$ dans la figure 3.3.2, on a déterminé le rendement du capteur à vitrage. On a ensuite représenté chaque rendement en fonction de la fréquence correspondant à la figure 3.3.3. (Par exemple, les pointillés sur les figures 3.3.1 et 3.3.2 montrent que, à $(T_{p,i} - T_a)/I = 0,08$, la fréquence est 310/ans et le rendement 27 p. cent. Ce point est indiqué sur la figure 3.3.3).

Une courbe de la distribution de fréquences du rendement présente peu d'intérêt dans la conception détaillée d'un système mais elle est utile au moment de l'étude théorique et pour comprendre pourquoi un capteur donné convient mieux pour une application particulière. Par exemple, pour trouver le capteur offrant la meilleure gamme de rendements thermiques pour un travail donné, on peut comparer les distributions de fréquences du rendement des capteurs envisagés. Dans les figures 3.3.4 et 3.3.5, on compare les deux capteurs pour chaque type de demande. Comme on pouvait s'y attendre, le capteur sans vitrage offre la meilleure gamme de rendements lorsque la température du fluide à l'entrée du capteur est basse et le capteur à vitrage est supérieur lorsque la température à l'entrée est plus élevée.

Si l'on faisait la même comparaison à des températures encore plus élevées, on trouverait que le capteur à tubes sous

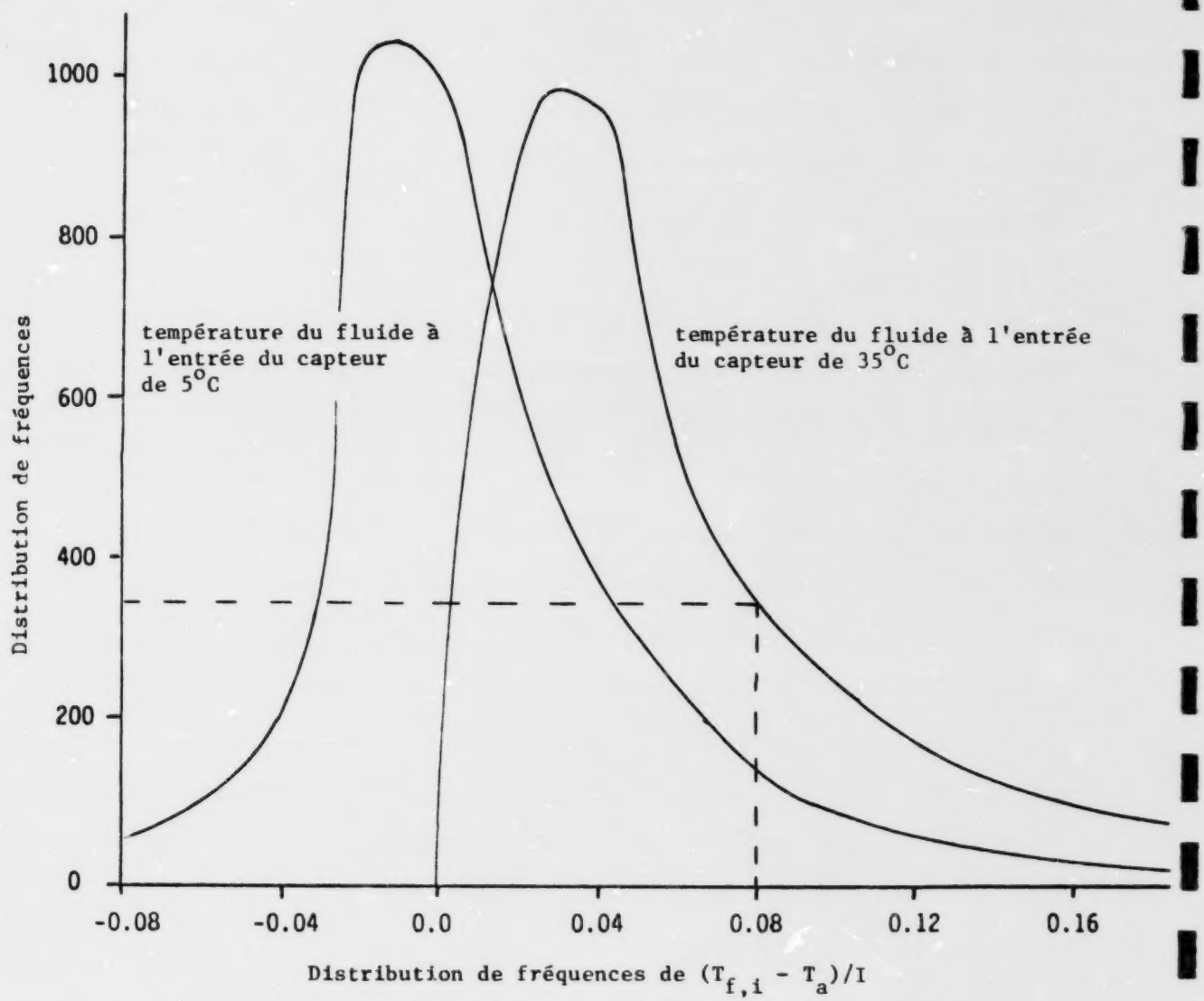
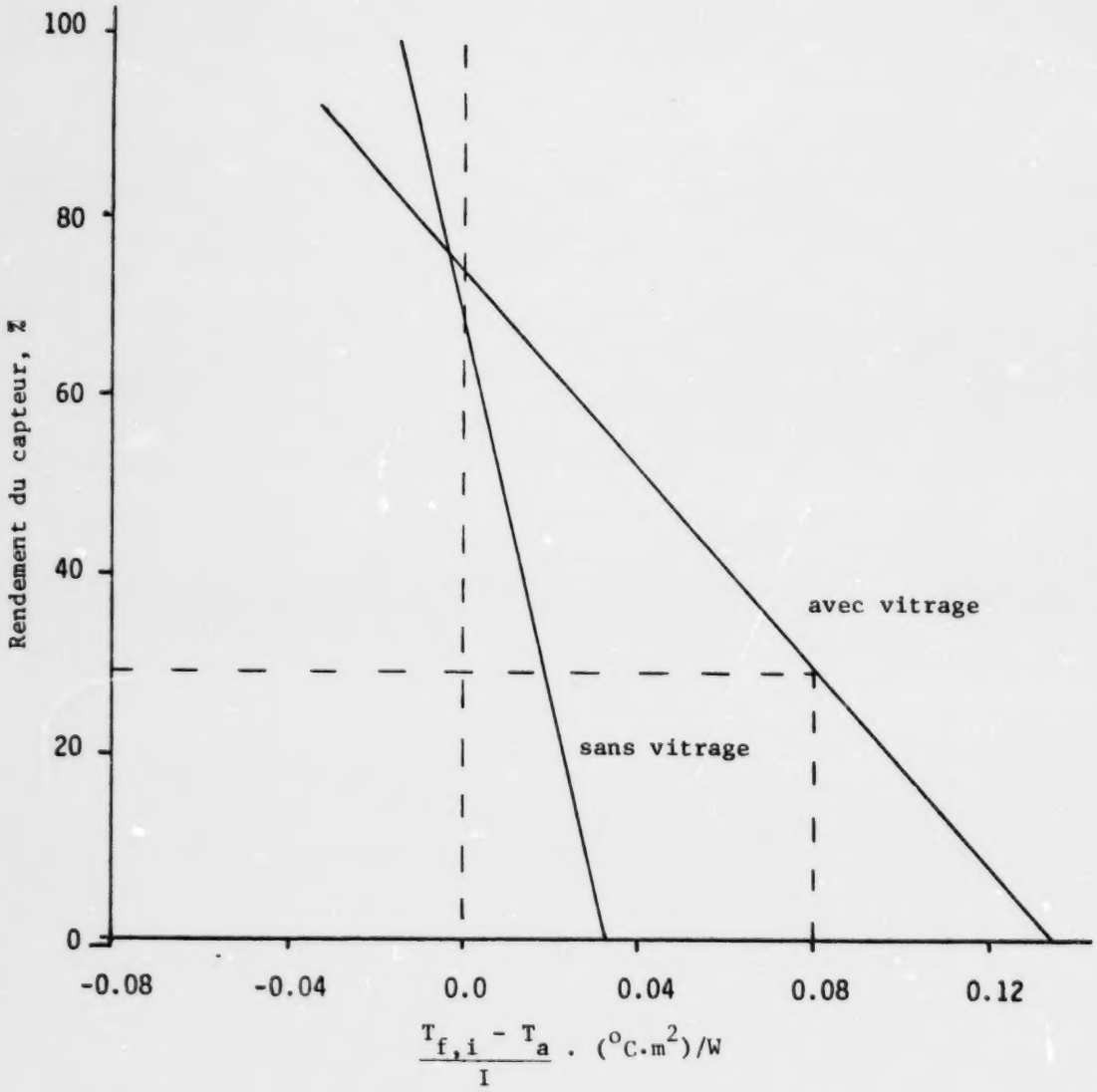
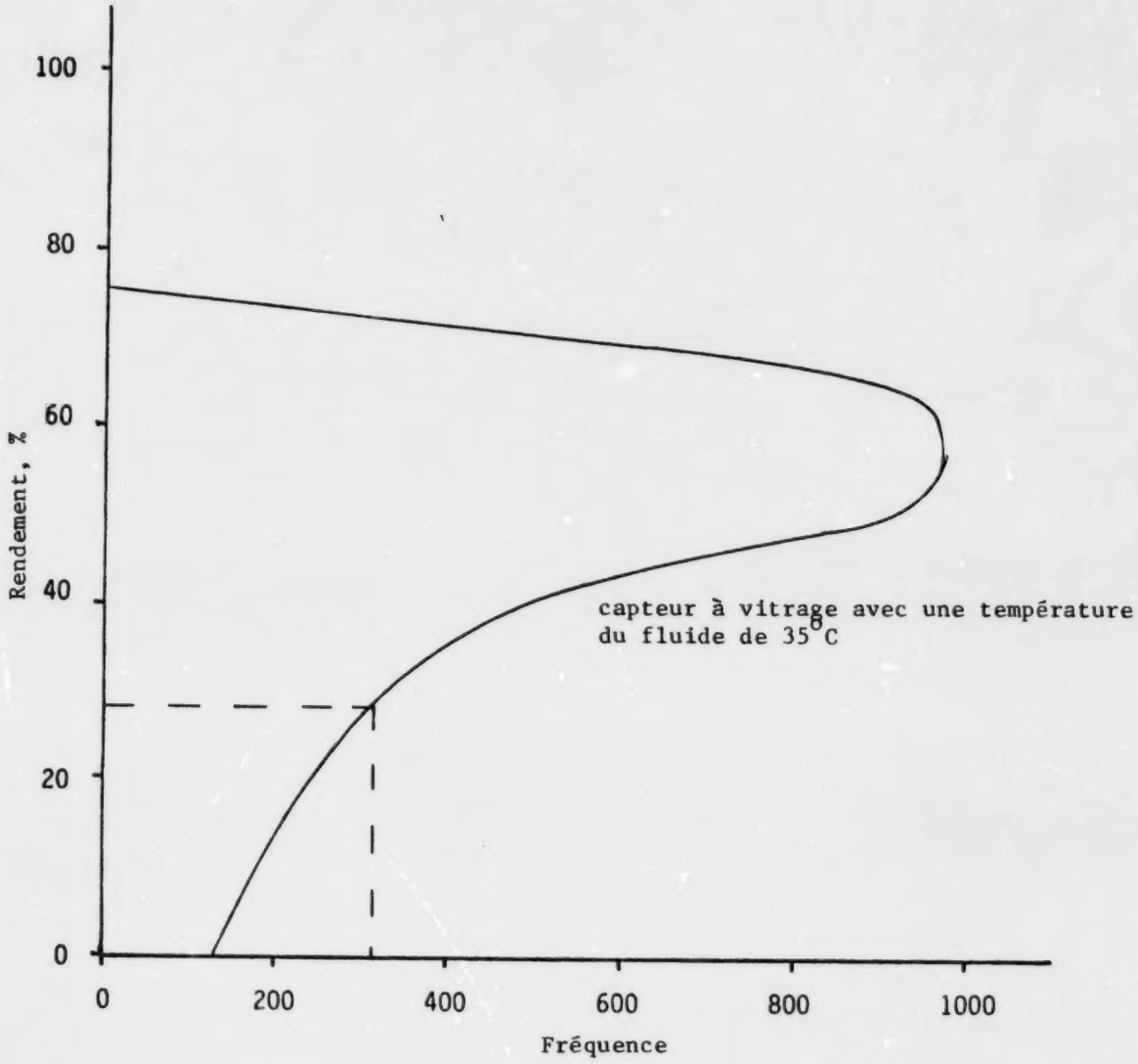

1000
800
600
400
200
0
Distribution de fréquences
température du fluide à l'entrée du capteur de 5°C
température du fluide à l'entrée du capteur de 35°C
-0.08
-0.04
0.0
0.04
0.08
0.12
0.16
Distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$

FIGURE 3.3.1



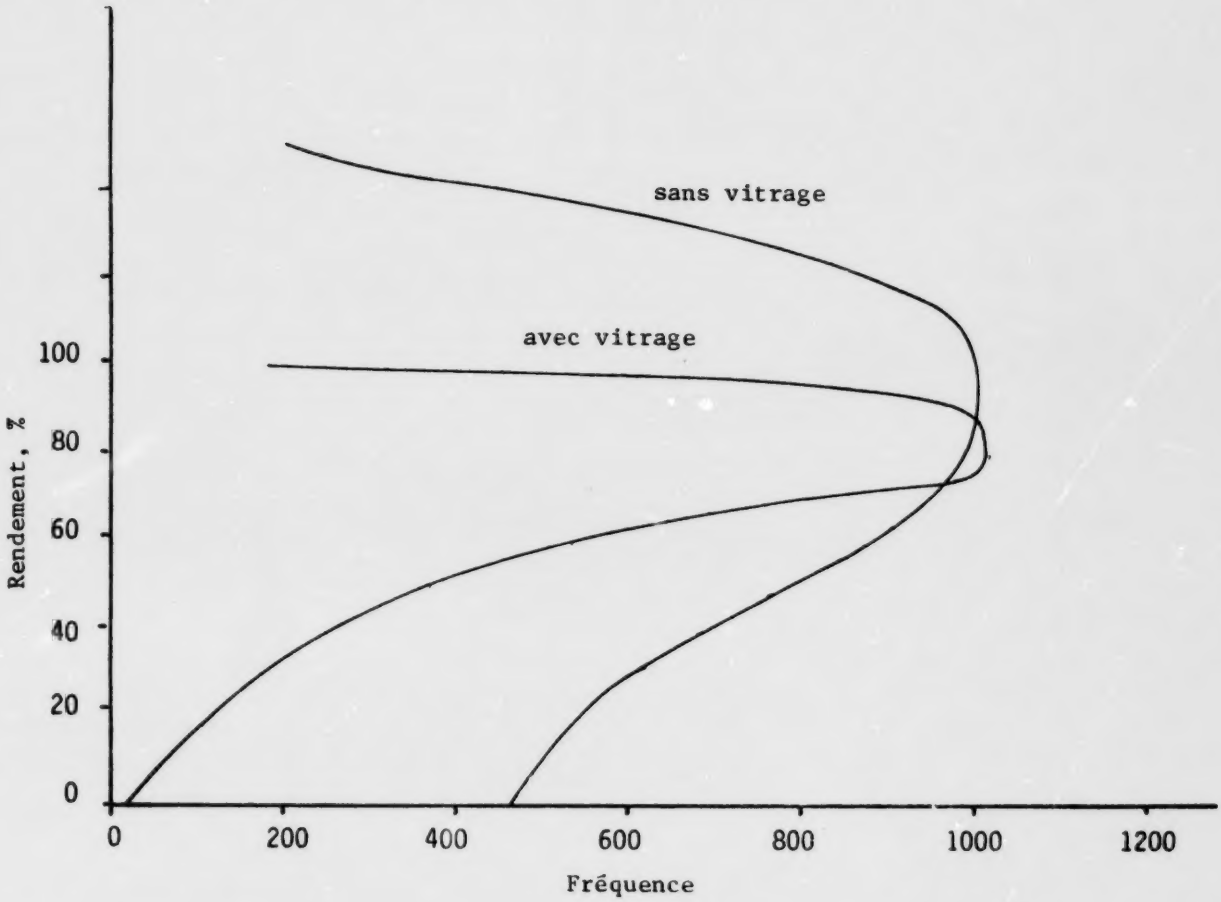
Rendement de deux capteurs ordinaires

FIGURE 3.3.2



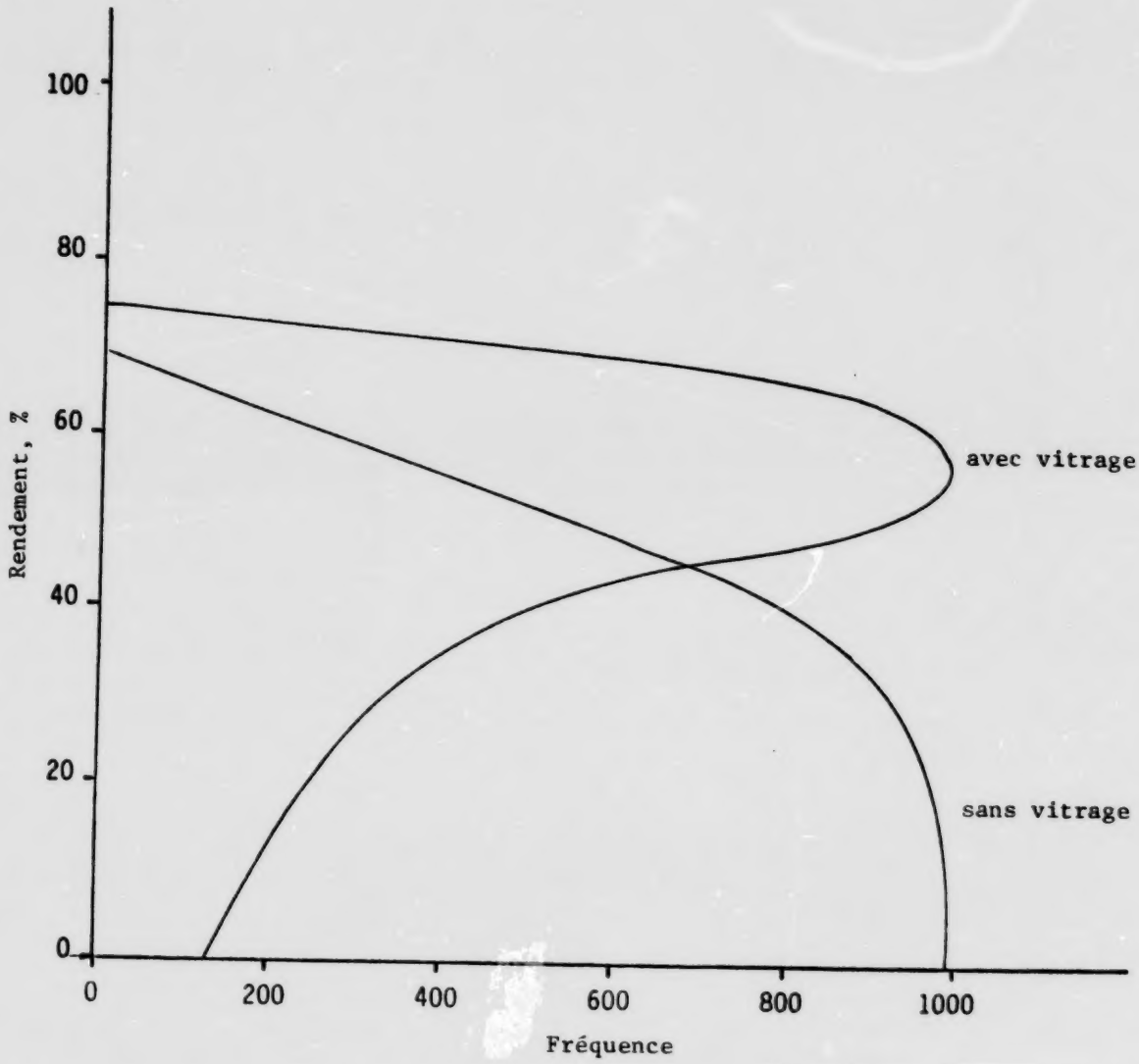
Distribution de fréquences du rendement

FIGURE 3.3.3



Distribution de fréquences du rendement pour une température à l'entrée du capteur de 5°C

FIGURE 3.3.4



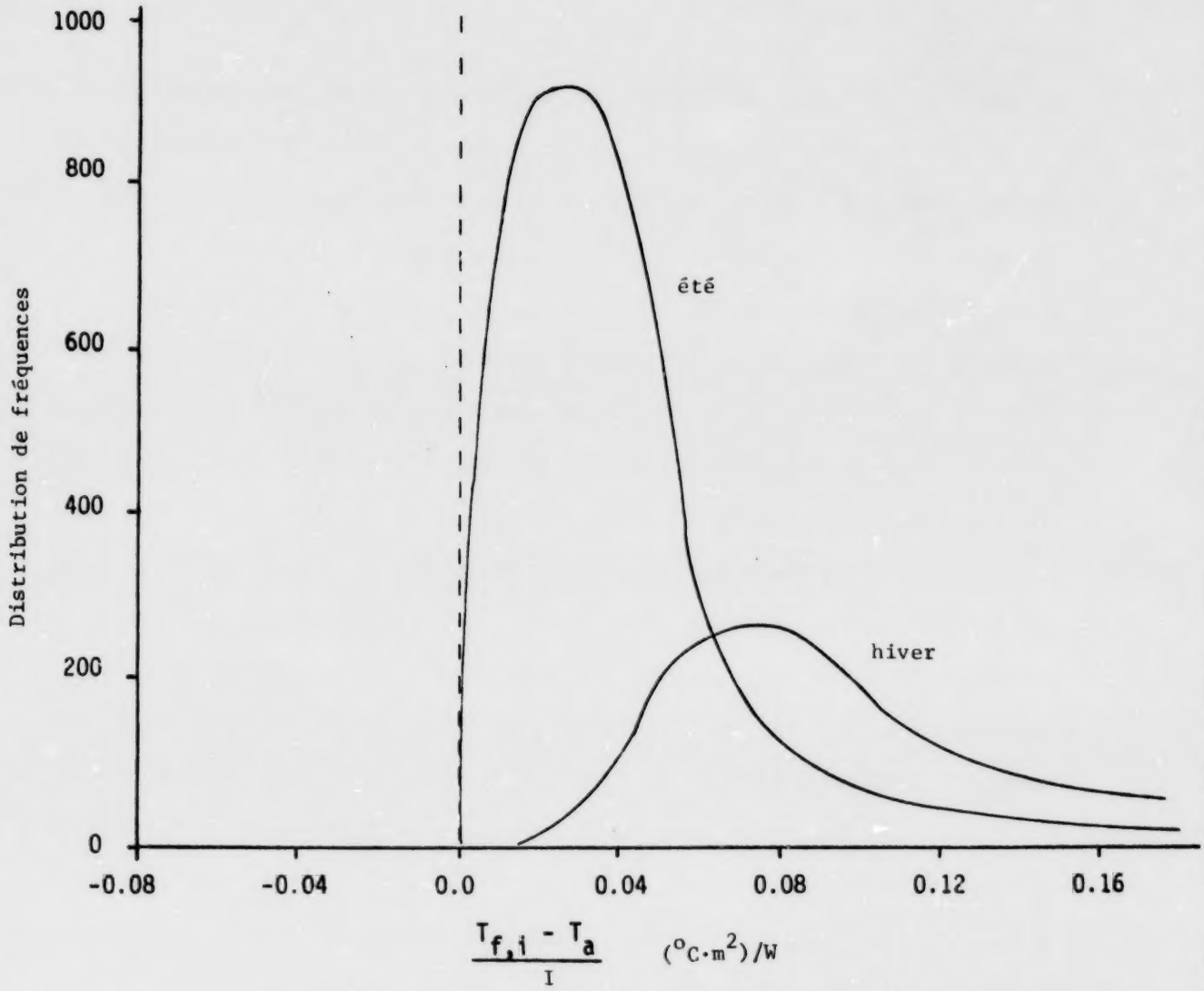
Distribution de fréquences du rendement pour une température à l'entrée du capteur de 35°C

FIGURE 3.3.5

vide, qui a un F_R $(\alpha\tau)$ et un $F_R U_L$ inférieurs à ceux d'un capteur à vitrage, offrirait la meilleure gamme de rendements.

On peut aussi appliquer cette méthode de visualisation du rendement à l'évaluation de capteurs pour des applications saisonnières. La figure 3.3.6 montre une distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$ partagée en deux distributions distinctes, pour l'été et pour l'hiver. Il est évident que le capteur qui convient le mieux pendant une saison aura un rendement inférieur pendant l'autre saison. Considérons par exemple un chauffe-eau industriel pour lequel le meilleur choix serait un capteur à vitrage si la charge restait constante tout au long de l'année. Il est probable qu'un capteur en plastique sans vitrage conviendrait mieux, pour la même charge, entre mai et septembre alors que la meilleure solution pour répondre à cette demande en hiver serait peut être un capteur à tubes sous vide.

La distribution de fréquences du rendement d'un capteur est un élément utile dans l'étude de la performance des capteurs dans diverses applications. Cependant, elle ne permet pas une comparaison quantitative. D'abord, dans les applications réelles, la température à l'entrée du capteur varie. Ensuite pour déterminer la peformance annuelle, il faut pondérer la distribution du rendement en fonction de la distribution de l'ensoleillement. L'ingénieur pourrait donc utiliser un programme de simulation pour déterminer la performance réelle d'un capteur donné pour une charge particulière. La discussion



Distribution de fréquences de $(T_{f,i} - T_a)/I$

FIGURE 3.3.6

ci-dessus permet seulement de déterminer quel capteur vaut la peine d'être envisagé pour une application donnée.

Nous n'avons pas non plus considéré la question du coût du capteur. Le véritable critère de choix des capteurs n'est pas la quantité d'énergie recueillie par pied carré mais la quantité d'énergie recueillie par dollar investi.

3.5 EFFETS DU DÉBIT ET DES PROPRIÉTÉS DU FLUIDE SUR LE RENDEMENT THERMIQUE DES CAPTEURS

Les fiches de données publiées par l'Association canadienne des industries solaires contiennent les courbes de rendement thermique des capteurs solaires déterminées à partir des méthodes d'essai décrites dans la norme ASHRAE 93-77. Ces essais sont effectués avec le caloporteur spécifié par le fabricant, normalement de l'eau, et avec un seul débit spécifié aussi par le fabricant.

La conception optimale d'un système solaire, pour une application donnée, nécessite rarement le débit spécifié par le fabricant. De plus, il arrive souvent que le caloporteur ne soit pas de l'eau. Ces deux variations modifient la courbe de rendement du capteur. Cependant, pour avoir plus de précision, il faut calculer le régime d'écoulement et le coefficient de transfert de chaleur dans le capteur, et ce calcul est très long. Pour aider l'ingénieur, le Bureau des programmes solaires a publié un guide technique (n^{o} 2, juin 1982) intitulé "Ajustement des courbes de performance thermique en fonction des variations

de débit et des caractéristiques du fluide des capteurs solaires". Ce guide contient des graphiques de $F_a = F_R$ (recuilli)/F_R (essai) en fonction du débit d'eau, de propylène glycol et d'éthylène glycol pour plusieurs capteurs approuvés par le programme A.U.E.S. La figure 3.4.1 illustre un tel graphique pour un capteur Sol-100 de Solarsystems.

Par exemple, un ingénieur qui désirerait utiliser du propylène glycol avec un débit de 2 L/min dans ce capteur, lirait une valeur de $F_a = 0,97$ sur la figure 3.4.1, puis calculerait

$$F_R (\alpha\tau) = 0,97 \times 0,66 = 0,64$$

et

$$F_R U_L = 0,97 \times 4,0 = 3,88 \text{ W/(m}^2\cdot^\circ\text{C)}$$

Étant donné que de nouveaux capteurs sont mis au point et que les capteurs existants sont quelquefois revérifiés, le Bureau des programmes solaires a publié un autre guide technique (n° 3, juin 1982) intitulé "Calcul d'un facteur de correction des courbes de performance d'un capteur en fonction des variations de débit et des caractéristiques du fluide caloporteur". Ce guide explique comment calculer F_a pour un capteur qui n'est pas mentionné dans le guide technique n° 2, ou pour un débit ou un fluide différent.

Capteur plan à liquide à simple vitrage Sol-100 de Solarsystems

Données d'essai		Source d'information
Débit	2,3 L/min	.fiche de données CSIA
Fluide	eau	5 octobre 1980
Date de l'essai	inconnue	
F_r $(\tau\alpha)$	0,66	
$F_r U_L$	4,0 $W/m^2.^oC$	

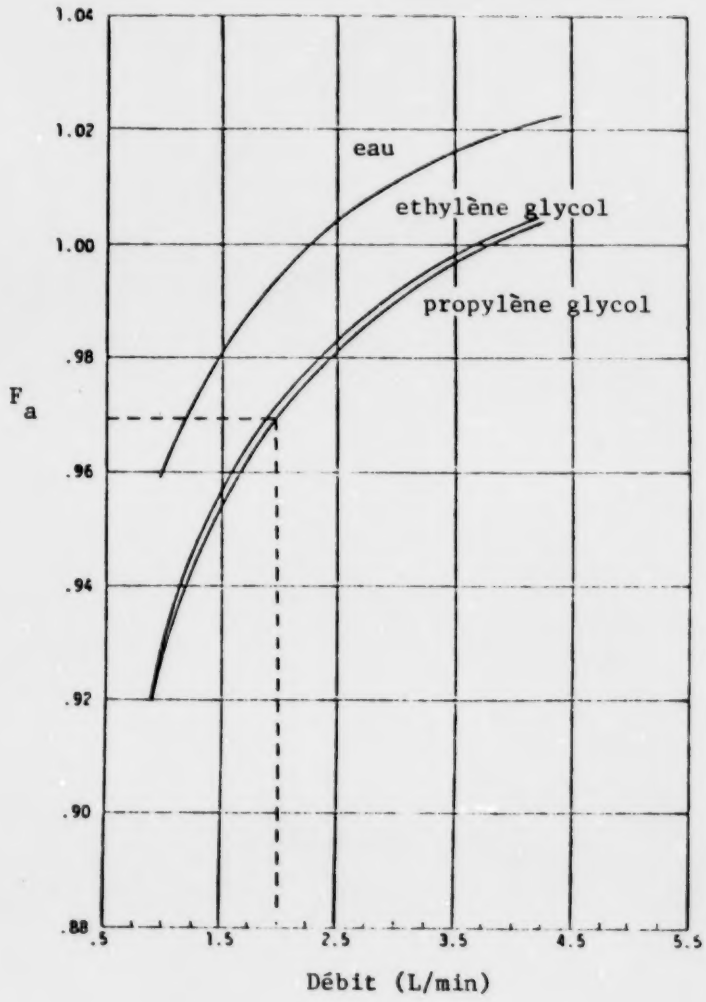
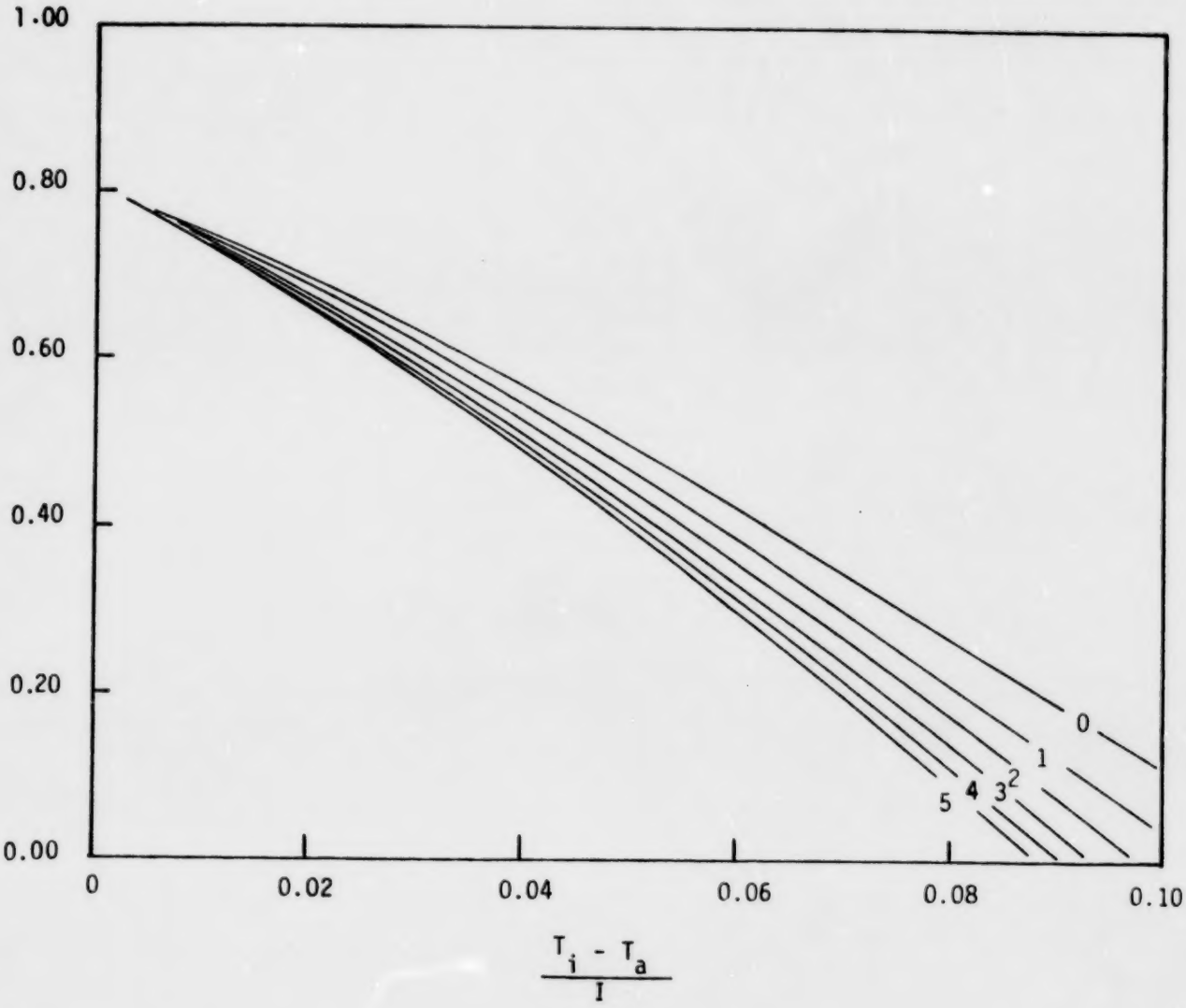


FIGURE 3.4.1



Effets de la vitesse du vent sur la courbe de rendement d'un capteur solaire plan ordinaire

FIGURE 3.5.1

3.6 EFFET DE LA VITESSE DU VENT SUR LE RENDEMENT D'UN CAPTEUR

Le vent influe énormément sur le rendement d'un capteur solaire. Une circulation d'air au-dessus de la plaque de verre extérieure (ou au-dessus de l'absorbeur d'un capteur solaire sans vitrage) augmente le coefficient de transfert de chaleur entre la plaque et l'air, h_{p-a}, donc le coefficient de perte U_L.

La figure 3.5.1 montre l'effet de la vitesse du vent sur la courbe de rendement d'un capteur plan à vitrage ordinaire.

La norme ASHRAE 93-77 "Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors" impose que la vitesse du vent à mi-hauteur du capteur soit mesurée et enregistrée et qu'elle soit inférieure à 4,5 m/s (10 mph). L'Association canadienne des industries solaires se sert de cette donnée dans ses fiches pour définir la gamme de vitesses du vent pendant l'essai. Une étude de ces fiches de données montre que de nombreux essais ont été effectués avec des vitesses du vent supérieures à celles permises par la norme ASHRAE 93-77. De plus, dans la plupart des cas, la gamme est tellement étendue qu'elle fournit peu d'indications sur la façon dont les données pourraient être corrigées pour d'autres vitesses du vent. Le concepteur se trouve ainsi confronté à un sérieux problème puisque, d'après la figure 3.5.1, le rendement d'un capteur peut varier de 0 à 20% même si la vitesse du vent varie entre les limites permises par la norme ASHRAE 93-77.

L'effet de la vitesse du vent sur le rendement des capteurs sans vitrage est encore plus grand que ce qui est indiqué à la figure 3.5.1. La norme ASHRAE 96-80, "Method of Testing to Determine the Thermal Performance of Unglazed Flat-Plate Liquid-Type Solar Collectors" permet des vitesses du vent allant seulement jusqu'à 1,3 m/s (3,0 m.p.h.) (Il faut se méfier lorsqu'on compare les données 96-80 et 93-77 car les normes diffèrent sur plusieurs points. La norme ACNOR sur les capteurs solaires, F378 - M1979, couvre les deux types de capteurs.)

Une nouvelle révision de la norme ASHRAE 93 est en cours. Le comité reconnaît que la gamme de vitesses du vent permises est peut-être l'élément qui contribue le plus aux variations dans les résultats enregistrés. La nouvelle norme imposera probablement une gamme plus étroite de vitesses du vent pendant l'essai, ainsi que de meilleures techniques de mesure. Elle spécifiera probablement aussi une vitesse du vent de $4 \pm 0,5$ m/s pour les essais à l'intérieur.

En attendant que ces améliorations aux méthodes d'essai soient apportées, il est difficile pour le concepteur de résoudre le problème. À moins que l'on connaisse la vitesse du vent à laquelle la mesure a été effectuée, il n'est pas possible de corriger les résultats de la vitesse du vent pour laquelle on doit calculer le rendement. Tout ce que l'on sait est que:

1. les capteurs solaires auront un meilleur rendement dans les régions où la vitesse du vent est faible,

2. des variations de la vitesse du vent ont entraîné une variation considérable dans les résultats des essais ASHRAE 93-77 sur les capteurs.

Le dernier point ne signifie pas que l'on doive ignorer les résultats relatifs au rendement des capteurs.

Lorsqu'on dispose de données sur la vitesse du vent pendant un essai, la meilleure corrélation pour le transfert de chaleur qui permette de corriger cette vitesse est la suivante:

$$Nu = 0{,}86\ R_e^{1/2}\ P_R^{1/3}$$ *

où

$Nu = hD_h/k$ (nombre de Nusselt)

$R_e = VD_h\rho/M$ (nombre de Reynolds)

$P_r = M/\rho\alpha$ (nombre de Prandt)

D_h = 4 x surface de la plaque/périmètre de la plaque

h = coefficient de transfert de chaleur

k = conductivité thermique

ρ = masse volumique

M = viscosité

α = diffusivité thermique

Cette équation est en accord avec la théorie et elle montre en particulier que le transfert de chaleur varie avec la taille de la plaque et avec la racine carrée de la vitesse. Elle

* E.M. Sparrow, J.W. Ramsay and E.A. Mass, JGT, 101, 2, 1979, "Effect of Finite Width on Heat Transfer and Fluid Flow About an Inclined Rectangular Plate".

a été obtenue avec un nombre de Reynolds variant entre 2×10^4 et 9×10^4, mais elle devrait être valide pour tout écoulement laminaire, jusqu'à un nombre de Reynolds de 10^6.

Lorsque les capteurs se trouvent dans une couche limite turbulente ou dans le sillage d'un objet, la prévision de l'équation ci-dessus pour le transfert de chaleur devrait être augmentée d'environ 25%.

Les manuels sur l'énergie solaire recommandent souvent une équation de la forme $h = a + bV$ pour le coefficient de transfert de chaleur. Cette formule ignore l'effet de la taille de la plaque du capteur et suppose, à tort, une variation linéaire en fonction de la vitesse.

Certains concepteurs font souvent l'erreur de penser qu'en abritant une surface (comme celle d'un capteur solaire) des vents dominants derrière un objet quelconque, on diminuera la perte de chaleur. Cela peut se produire lorsque la vitesse du vent est très faible; lorsque la vitesse est plus élevée, les tourbillons créés par l'objet peuvent augmenter le transfert de chaleur. Il en est de même lorsque le vent souffle à l'arrière du capteur. Pour des nombres de Reynolds supérieurs à 60 000, le transfert de chaleur sur la surface à l'avant du capteur sera supérieur à ce qu'il aurait été si le vent avait soufflé directement sur la surface.*

---

* E.M. Sparrow, ASHRAE Journal, July, 1982, "Wind-Related Heat Transfer Coefficients for Leeward-Facing Solar Collectors".

Lorsque la vitesse du vent est très faible, le transfert de chaleur par convection libre prédominera. Une bonne approximation du coefficient de transfert de chaleur par convection libre est donnée par

$$h = 4 W/m^2.{}^{o}C$$

pour une différence de température entre la surface et l'air de 10 ^{o}C. Cette valeur variera avec la racine cubique de la différence de température.

Des méthodes simplifiées d'analyse de la performance d'un système solaire (comme FCHART) ne tiennent pas compte des variations de la vitesse du vent, bien qu'il ne soit pas difficile d'en tenir compte avec des méthodes de simulation heure par heure (par exemple, TRNSYS). L'ingénieur qui travaille dans un climat où les vitesses du vent sont inhabituellement élevées ou faibles devra estimer l'incidence de ce facteur sur la performance du système en utilisant une méthode de calcul dont la précision convient aux exigences de l'application particulière.

3.7 FACTEURS THERMODYNAMIQUES

La démarche normale pour l'analyse de la performance des systèmes thermiques consiste à introduire le principe du système thermodynamique idéal (par exemple, la centrale thermique à cycle de Rankin). Le fonctionnement de ce système est réversible et, par conséquent, n'entraîne pas d'augmentation de l'entropie de l'univers. Ce principe fournit une norme de

performance pour le système thermique réel équivalent et donne des indications aux concepteurs sur la façon dont le système devrait être modifié pour que sa performance se rapproche de celle du système idéeal.

L'application de ce principe aux capteurs solaires présente peu d'intérêt. Pour un capteur idéal, $F_r(\alpha\tau) = 1$ et $F_R U_L = 0$, mais ces objectifs sont déjà évidents pour l'ingénieur qui est aussi conscient qu'il ne pourra pas les atteindre, ni même les approcher. Un capteur est un dispositif de transfert de chaleur et, comme tous les dispositifs de transfert de chaleur tels que les échangeurs, c'est, par définition, un producteur d'entropie. La deuxième loi de la thermodynamique fournit peu d'indication sur la performance de ce type d'équipement.

Par contre, la deuxième loi présente un intérêt pour l'anlyse de la performance du reste du système. Le système solaire idéal est un système qui ne produit pas d'entropie (en dehors de l'entropie consécutive aux pertes dans le capteur). Par conséquent, le système idéal sera parfaitement isolé et, ce qui est plus important, il n'y aura pas de mélange de fluides à différentes températures.

La dernière exigence signifie qu'il ne doit pas y avoir de pertubation de la stratification dans le réservoir de stockage, que le liquide provenant du capteur doit entrer dans le réservoir de stockage de façon à ce que la température du liquide stocké soit égale à celle du liquide entrant, et que le liquide provenant du réservoir de stockage doit entrer dans le capteur

lorsque le liquide d'appoint a atteint la température qui règne dans le fond du réservoir. Par conséquent, le chauffe-eau solaire idéal a la configuration illustrée à la figure 3.6.1, les points d'injections A et B pouvant être déplacés.

Bien entendu, il est impossible de construire un tel système mais on peut faire certaines approximations. Par exemple, lorsque la consommation d'eau est régulière, les deux échangeurs de chaleur illustrés à la figure 3.6.2 peuvent être conçus pour que l'on se rapproche de la situation où l'eau est injectée dans le capteur lorsque les températures sont égales. Cette approche s'est révélée rentable dans certaines circonstances.

Le système à deux réservoirs et à deux soupapes illustré à la figure 3.6.3 est une approximation du système dans lequel l'injection dans le réservoir de stockage a lieu lorsque les températures sont égales.

Si $T_f < T_E$, la soupape V_1 envoie le liquide chaud le long de r_2 et ce liquide recircule sans perturber les réservoirs. Toute l'eau utilisée sera soutirée à l'extrémité supérieure du réservoir n° 2 et remplacée dans le bas du réservoir n° 1. Si $T_f < T_E$, la soupape V_1 envoie le liquide le long de r_1 jusqu'à la soupape V_2. Si $T_H < T_J$, la soupape V_2 dirige l'écoulement le long de r_4 et l'eau recircule à travers le réservoir n° 1 et le réchauffe. Le réservoir n° 2 n'est pas perturbé sauf que l'eau consommée sera soutirée de la boucle de recirculation, passera par le fond du réservoir n° 2 et sortira par le haut, ce qui aura pour effet d'envoyer l'eau la plus chaude vers le point

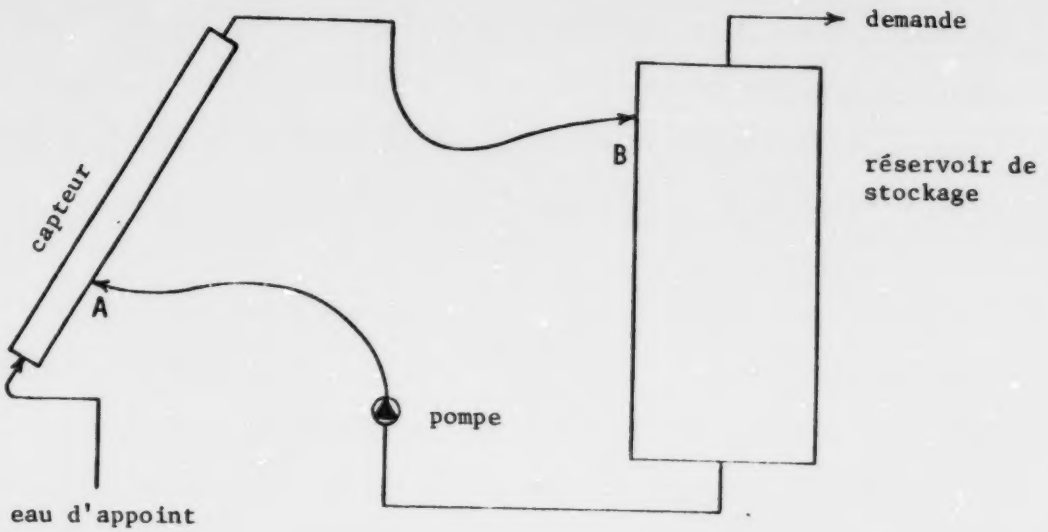


FIGURE 3.6.1

Chauffe-eau solaire idéal du point de
vue thermodynamique

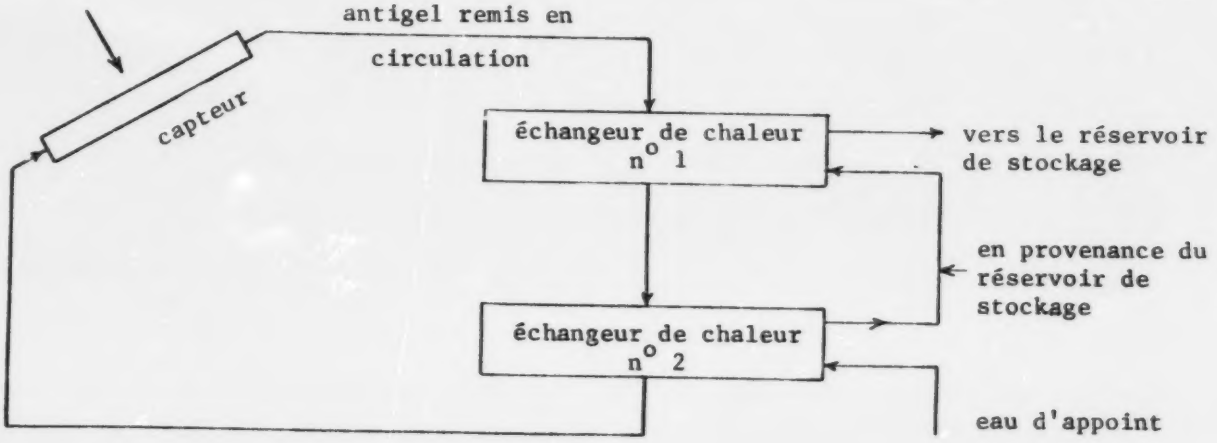


FIGURE 3.6.2

Système à deux échangeurs de chaleur

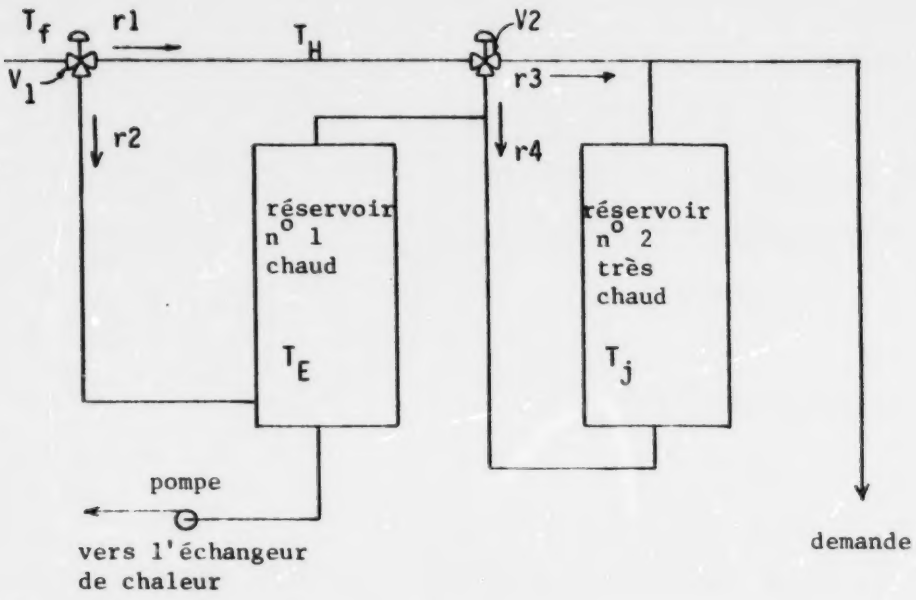


FIGURE 3.6.3

Système à deux réservoirs et à deux soupapes

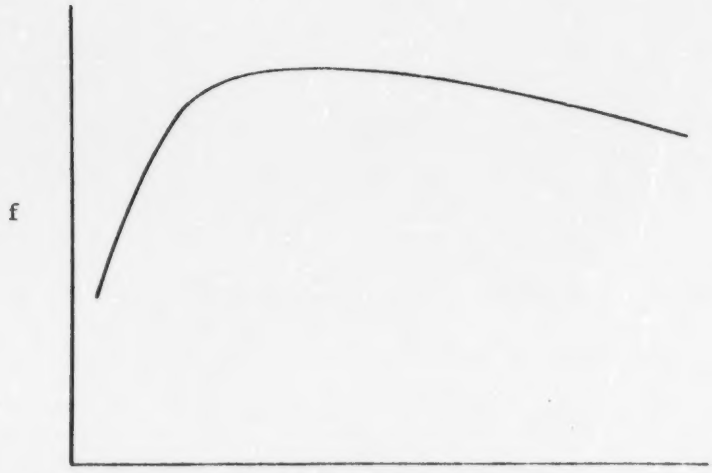


FIGURE 3.6.4

Fraction solaire en fonction du volume de stockage pour un chauffe-eau solaire domestique

de consommation. Si $T_H > T_J$, la soupape V_2 dirige l'eau sur r_3. L'eau recircule à travers les deux réservoirs et les réchauffe. L'eau consommée est soutirée de la boucle de recirculation avant de pénétrer dans le réservoir n° 2.

Ce système s'est révélé rentable dans certaines circonstances. Une analyse sur ordinateur montre que la fraction solaire peut être plus du double de celle obtenue avec le même système sans les soupapes et les dispositifs de régularisation supplémentaires. On peut étendre ce principe à un plus grand nombre de réservoirs et de soupapes pour des systèmes plus importants, si l'on peut démontrer que ces systèmes sont rentables.

En général, tout facteur se traduisant par une température plus basse du liquide à l'entrée du capteur (sans gaspillage de chaleur, bien entendu) améliorera la performance thermique d'un système. Parmi ces facteurs, on trouve une basse température de l'eau d'alimentation. Toutes choses étant égales par ailleurs, un chauffe-eau alimenté à partir d'un puits sera une meilleure application que le même chauffe-eau alimenté à partir des canalisations d'adduction d'eau, dans la plupart des endroits au Canada. On peut aussi abaisser la température d'admission en combinant deux charges différentes dans un même système solaire. Par exemple, un dispositif de préchauffage de l'air d'appoint peut permettre de refroidir encore plus le liquide caloporteur du capteur après son passage à travers un échangeur de chaleur où il a transféré sa chaleur à l'eau sanitaire.

La capacité de stockage optimale est un autre facteur important dans la performance thermique. En ce qui concerne le chauffage des locaux, une augmentation de la capacité de stockage se traduira toujours par une augmentation de la performance thermique, bien que cette augmentation ne soit pas nécessairement obtenue de façon rentable, mais, dans un chauffe-eau solaire, il y a une taille optimale du réservoir au-delà de laquelle on observe une diminution de la performance thermique. Cette taille optimale correspond approximativement à la consommation journalière d'eau. La raison pour laquelle il y a une taille optimale est que la seule façon d'extraire l'énergie du réservoir de stockage dans un chauffe-eau consiste à utiliser l'eau. Par conséquent, si l'on veut retirer 500 L à une température de 50 ^{o}C, on gagnera plus d'énergie avec un réservoir de 500 L à 45 ^{o}C qu'avec un réservoir de 5000 L à 40 ^{o}C, bien que le réservoir de 5000 L contienne beaucoup plus d'énergie. Dans ce raisonnement, on ne tient pas compte du fait qu'un réservoir plus gros avec la même épaisseur d'isolant perdra aussi plus d'énergie.

La figure 3.6.4 montre une variation typique de la fraction solaire en fonction du volume de stockage pour un chauffe-eau solaire. On notera qu'il est moins dangereux d'installer un réservoir trop grand plutôt que trop petit si l'on ne connaît pas exactement la taille optimale.

Le choix du capteur approprié est un élément important dans la conception d'un système thermiquement efficace. Dans la section 3.2, on a examiné l'importance du choix d'un capteur qui

aura un bon rendement dans la gamme de valeurs du paramètre $(T_{f,i} - T_a)/I$ dans laquelle il fonctionnera. Un capteur en plastique sans vitrage peut avoir un meilleur rendement qu'un capteur à tubes sous vide pour le préchauffage de l'eau d'un puits en été (en plus d'être moins coûteux).

Avec les systèmes solaires, on a souvent essayé de faire varier le débit à travers les capteurs. Dans certaines circonstances, le principe correctement appliqué pourrait permettre d'améliorer la performance thermique. Cependant, en général, c'est là une idée fausse. Le liquide sort des capteurs à une température plus élevée mais la valeur de F_R est plus basse et le rendement du capteur diminue; par conséquent, le système fournit moins d'énergie.

Finalement, nous mentionnerons les dispositifs de réglage. Les systèmes solaires recueillent de l'énergie seulement lorsqu'ils fonctionnent, de telle sorte que le concepteur doit s'assurer que son système fonctionne dès que l'on peut recueillir de l'énergie. Ce n'est pas tâche facile. On doit s'assurer que le système ne fonctionne pas lorsqu'il perdrait de l'énergie et qu'il ne soit pas soumis à une haute fréquence d'interruption et de mise en marche.

3.8 FACTEURS ÉCONOMIQUES

La présente section couvre les sujets traités au chapitre 11 de Duffie and Beckman. Cependant, la démarche adoptée est celle de "Design of Thermal Systems" par W.F. Stoecker, McGraw-Hill, 1971.

Le problème fondamental, en ce qui concerne l'aspect économique de l'énergie solaire (problème que l'on retrouve dès qu'il s'agit de concevoir un système pour lequel des investissements immédiats sont susceptibles de réduire les coûts d'exploitation futurs) est de comparer les dépenses et les revenus à différents moments. Ce problème se pose tout particulièrement en période d'inflation.

Pour trouver la valeur actualisée d'un paiement effectué n années plus tard, on multiplie le montant du paiement par le facteur d'actualisation (P.W.F.),

$$P.W.F. = \frac{1}{(1+y)^n} \qquad \text{(Eq. 3.7.1)}$$

où y est le taux d'intérêt. De même, on peut prévoir la valeur n années plus tard d'un investissement effectué aujourd'hui en divisant le montant de l'investissement par PWF.

Si on doit effectuer une série de paiements annuels au cours des n années à venir, on peut trouver la valeur actualisée en multipliant le paiement annuel par le facteur d'actualisation pour une série de paiements (SPWF),

$$SPWF = \frac{1 - (1+y)^{-n}}{y} \qquad \text{(Eq. 3.7.2)}$$

De même, en divisant le montant d'une dette encourue aujourd'hui par SPWF, on peut déterminer le montant des paiements annuels nécessaires pour payer cette dette en n années.

Si l'on doit calculer la valeur actualisée d'une économie d'énergie valant $1.00 cette année et qui se maintiendra pendant n années, il faut tenir compte à la fois de

l'inflation et du taux d'intérêt. Pour ce faire, on peut définir y comme étant le taux d'intérêt réel

$$y = \frac{i - x}{1 + x} \qquad \text{(Eq. 3.7.3)}$$

où i est le taux d'intérêt nominal et x est le taux d'inflation pour l'article en question (ici, le combustible). Cette expression et les équations définissant PWF et SPWF sont valides pour $n<i$ et pour $n>i$, mais si $y = 0$, on doit remplacer l'équation 3.7.2 par SPWF = n.

Exemple

On prévoit qu'un système solaire coûtant $100 000 durera 20 ans et nécessitera des travaux d'entretien majeurs après 10 ans. Ces travaux coûteraient $10 000 aujourd'hui et ce coût augmentera au taux de 6 %. Le coût annuel de l'entretien est de $500, avec un taux d'inflation de 6 %. Le système permet d'économiser $6 870 par année en mazout, avec un taux d'inflation de 8 %. Le taux d'escompte est de 10 %. Ce système est-il un bon investissement?

Valeurs actualisées:

1. Travaux d'entretien majeurs

$P.V._{mm} = 10\,000 \times PWF_{mm}$

$$Y_{mm} = \frac{i - x}{1 + x} = \frac{0.1 - 0.06}{1.06} = 0.0377$$

$$PWF_{mm} = \frac{1}{(1-y)^n} = \frac{1}{(1.0377)^{10}} = 0.6907$$

$\therefore P.V._{mm} = 10\,000 \times 0.6907 = \$6907.00$

2. Travaux d'entretien mineurs

$P.V._{a.m.} = \$500 \times SPWF$

$y_{a.m.} = 0.0377$

$\therefore SPWF_{a.m.} = \frac{1 - (1+y)^{-n}}{y}$

$= \frac{1 - (1.0377)^{-20}}{0.0377}$

$= 13.8714$

$\therefore P.V._{a.m.} = \$500 \times 13.8714$

$= \$6936$

$\therefore P.V._{coûts} = \$100\ 000 + \$6907 + \$6936$

$= \$113,843$

3. Economies de combustible

$P.V._{f.s.} = 6870 \times SPWF$

$Y_{f.s.} = \frac{0.1 - 0.08}{1.08} = 0.0185$

$\therefore SPWF_{f.s.} = \frac{1 - (1.0185)^{-20}}{0.0185}$

$= 16.5876$

$\therefore P.V._{f.s.} = \$6870 \times 16.5876$

$= \$113,957$

$\therefore P.V._{f.s.}$ $P.V._{coûts}$ et le système est un bon investissement.

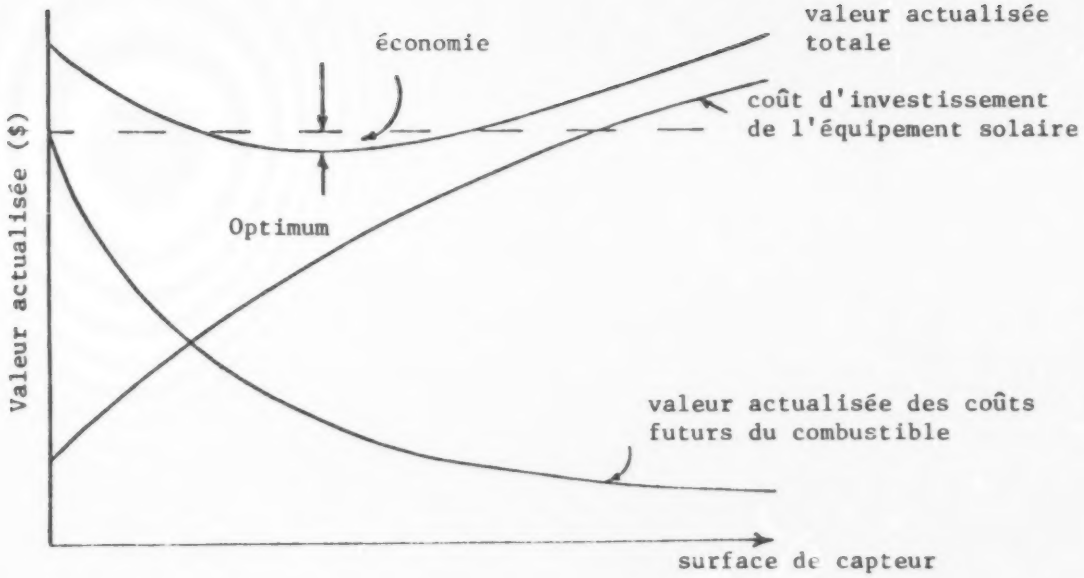
Exercice

Le mazout coûte 12¢/L (39 000 kJ/L), avec un taux d'inflation de 14 % par an. Un chauffe-eau solaire produira 1000 MJ/jour de chaleur. Son entretien coûte 100$/an, avec un taux d'inflation de 8 %. La valeur de récupération du chauffe-eau solaire sera de 10 000 $ dans 20 ans. (On a tenu compte de l'inflation dans le calcul de cette valeur de telle sorte qu'il s'agit ici de dollars 2001 et non de dollars 1981.) Le rende-

ment du système d'appoint au mazout est de 60 %. Le taux d'intérêt est de 11 %. Combien pouvez-vous payer pour le système solaire?

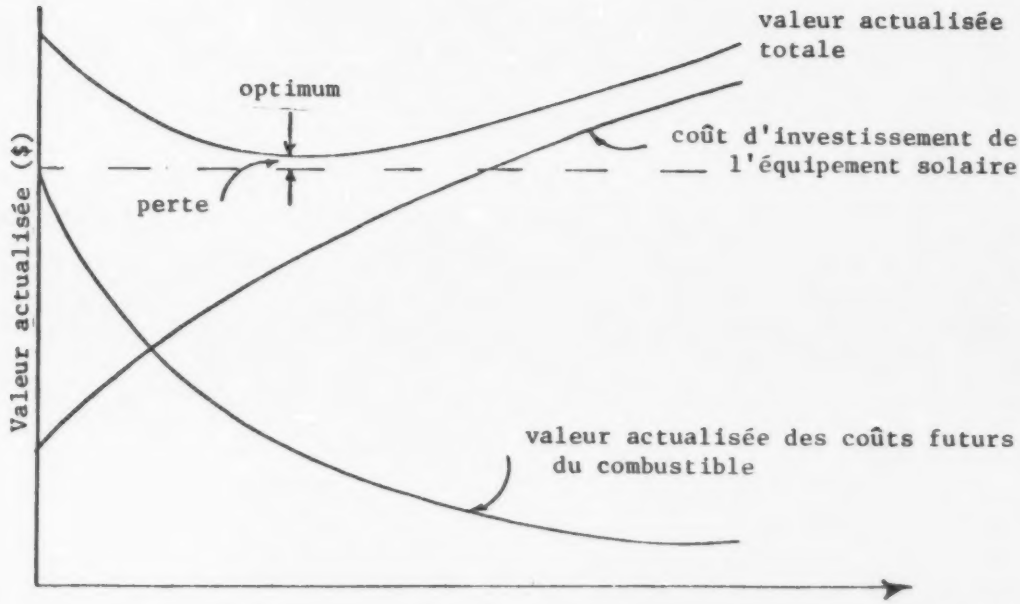
La figure 3.7.1 montre un graphique d'optimisation économique classique. La somme de la valeur actualisée des dépenses futures en combustible et du coût d'investissement du système donne une courbe qui présente un minimum pour une surface de capteur donnée. La valeur est inférieure à la valeur actualisée des dépenses en combustible sans système solaire, de telle sorte qu'il est évident que la surface de capteur correspondant au minimum de la courbe est la surface qu'il convient d'installer.

Une autre courbe d'optimisation économique possible est illustrée à la figure 3.7.2. Dans ce cas, même la taille optimale du système solaire se traduit par une valeur actualisée des coûts totaux supérieure à ce qu'elle serait sans système solaire. S'il y a des raisons non économiques pour construire un système solaire, le point optimal aide encore à déterminer la meilleure taille du système. Cependant, lorsque la pente (positive) de la courbe du coût d'investissement du système solaire est toujours plus grande que la pente (négative) de la courbe de la valeur actualisée des coûts du combustible, il n'y a pas d'optimum. Dans ce cas, le concepteur qui doit construire un système solaire pour des raisons autres qu'économiques devra aussi utiliser une approche non économique pour déterminer la taille du système.



Optimisation économique

FIGURE 3.7.1



Optimisation économique

FIGURE 3.7.2

3.9 SYNTHESE DES FACTEURS THERMIQUES ET ECONOMIQUES: CONCEPTION D'UN SYSTEME

Le problème, lorsqu'on applique cette méthode à la conception des systèmes solaires, est que les coûts de conception sont inclus dans l'équation d'optimisation. Les systèmes solaires importants sont des conceptions uniques et l'on peut seulement consacrer des ressources limitées à leur optimisation avant que les coûts de la conception commencent à l'emporter sur les économies réalisées. Mêmes les chauffe-eau solaires domestiques ne sont pas vendus en assez grande quantité pour justifier des dépenses importantes pour leur optimisation.

Dans l'impossibilité d'effectuer une analyse détaillée de la rentabilité, l'ingénieur devra se fier à son jugement et à son expérience pour concevoir les systèmes solaires les plus économiques possibles. De nombreux facteurs qui rendent un système plus économique sont liés au site, de telle sorte qu'une bonne conception devient plus une question de reconnaître les bonnes applications et les bons sites que d'ajuster des systèmes à des sites prédéterminés. Voici quelques-uns des facteurs importants relatifs au site:

a) un toit existant ou une autre structure avec la bonne pente et la bonne orientation, pour économiser le coût d'un support;

b) un espace suffisant pour l'équipement mécanique, proche du réseau de capteurs et facilement accessible;

c) un point de consommation proche de la pièce dans laquelle le système solaire sera installé;

d) pas d'ombre due à des constructions adjacentes, et une faible probabilité de constructions futures;

e) un bâtiment et une charge dont les durées de vie prévues sont supérieures à la durée de vie prévue du système solaire;

f) une faible probabilité de vendalisme;

g) la disponibilité de personnel pour l'entretien; et

h) l'existence de plusieurs compteurs pour mesurer la charge à satisfaire, ce qui facilite l'évaluation de la taille du système et diminue le coût du monitorage futur de la performance.

En ce qui concerne la charge elle même, voici quelques-uns des facteurs importants:

a) une charge à basse température (on notera que l'eau d'alimentation de la chaudière de préchauffage peut être une charge à basse température. La température requise est moins importante que la température à l'entrée).

b) une charge importante, qui permet des économies d'échelle et qui permet aussi de maintenir basse la température moyenne du système,

c) une bonne variation dans le temps de la charge. (La meilleure variation serait celle qui suit la variation de l'ensoleillement, à la fois au cours de la journée et au cours de l'année. La plus mauvaise serait une variation concentrée en hiver et pendant la nuit, comme dans le cas du chauffage des locaux),

d) une demande qui est actuellement satisfaite par un combustible coûteux pour lequel il n'y a pas de possibilité de remplacement immédiat.

Supposons que les caractéristiques du site et de la charge soient favorables. Il reste à l'ingénieur à appliquer les principes d'une bonne performance thermique examinés à la section 3.6 et à concevoir le système le moins coûteux possible qui réponde aux objectifs de conception énoncés dans la section 3.2. Il reste enfin deux principes que le concepteur doit garder présents à l'esprit. Premièrement, une grande fraction solaire n'est pas synonyme de rentabilité. Par exemple, il peut très bien être préférable d'utiliser le système électrique d'appoint pour chauffer l'eau en hiver à la place du chauffage solaire et d'éviter ainsi le coût d'un circuit séparé de transfert de la chaleur avec protection contre le gel. Deuxièmement, l'objectif du programme A.U.E.S. est de favoriser le développement d'une industrie de l'équipement solaire, non pas d'une industrie de la plomberie.

Le choix des investissements en matière d'équipement devrait donc favoriser le secteur des capteurs solaires plutôt que le secteur de l'équipement connexe.

TABLE DES MATIÈRES

Chapitre		Page
4	TECHNIQUES DE SIMULATION	122
	4.1 LE PROGRAMME TRNSYS	122
	4.1.1 Avantages de TRNSYS	124
	4.1.2 Inconvénients de TRNSYS	125
	4.2 LE PROGRAMME FCHART	126
	4.2.1 Facteur d'utilisation FCHART	128
	4.2.2 Résultats de FCHART	130
	4.3 LE PROGRAMME WATSUN	131
	4.4 LE PROGRAMME ENERPUB	133
	4.5 LE PROGRAMME VENTAIR-2	134
	4.6 ASTEPI	136
	4.7 LE PROGRAMME BLAST	139

FIGURES

Figure		Page
4.2.1	PROFIL QUOTIDIEN DE DÉBIT MASSIQUE	129
4.6.1	SYSTÈMES ASTEPI FONDAMENTAUX	138

TABLEAUX

Tableau		Page
4.2.1	DOMAINE DE VARIATION DES PARAMÈTRES DE CONCEPTION UTILISÉS POUR L'ÉLABORATION DE FCHART	127

CHAPITRE 4

TECHNIQUES DE SIMULATION

Il existe plusieurs programmes informatisés pour faciliter l'analyse et la conception des systèmes solaires. Deux des programmes les plus couramment utilisés sont FCHART et TRNSYS. FCHART est basé sur une corrélation des résultats des simulations annuelles heure par heure effectuées avec TRNSYS. D'autres programmes couramment utilisés sont WATSUN, DOE-2, BLAST, ENERPUB, VENTAIR et ASTEPI.

4.1 LE PROGRAMME TRNSYS

TRNSYS est un programme de simulation de système transitoire qui a été mis au point pour le University of Wisconsin Solar Energy Laboratory. On s'est ensuite servi de TRNSYS pour élaborer le programme FCHART, moins souple mais beaucoup plus facile à utiliser. FCHART est utilisé pour l'analyse et la conception de systèmes solaires actifs et de systèmes de chauffage avec pompe à chaleur. C'est un programme interactif autoexplicatif qui permet à l'utilisateur de décrire rapidement le système et qui fournit un tableau de résultats directement utilisable.

En comparaison, TRNSYS nécessite une certaine connaissance de la programmation. TRNSYS peut simuler presque tous les systèmes thermiques solaires. Un système consiste en un ensemble

d'éléments interconnectés. Le programme spécifie quels éléments composent le système et la façon dont ils sont interconnectés. Pour la simulation de la plupart des systèmes décrits de cette façon, on peut utiliser les éléments trouvés dans la bibliothèque TRNSYS. Cependant, il est possible aussi de modéliser d'autres éléments en écrivant des sous-programmes en Fortran. La bibliothèque TRNSYS comprend les programmes suivants: lecteur de données; traitement des données relatives au rayonnement solaire; algorithme de l'ombre; capteur plan; capteur parabolique à concentration; mur massif; fenêtre à gain direct; conduites et tuyaux; pompe/ventilateur; dérivateur d'écoulement/soupape de mélange/pièce en T; contrôleur avec hystérésis; thermostat à trois voies; soupape de sûreté; échangeur de chaleur; réservoir de stockage; couche de pierres; pompe à chaleur; conditionneur d'air par absorption; chauffage auxiliaire; sous-système capteur à liquide-stockage; sous-système capteur à air-stockage; sous-système chauffe-eau domestique; demande énergétique (degré-heure) pour le chauffage ou le refroidissement des locaux; générateur de fonctions cycliques dépendant du temps; opérations algébriques; intégrateur de quantités; impression; traçage de courbes, traçage de courbes de distribution du temps et de la fréquence; résumé de la simulation et modèles de transfert par les murs, par le toit et le grenier, par le sous-sol et dans la pièce.

Avec le programme TRNSYS, le programmeur doit aussi choisir le format et le contenu des données de sortie, tandis que FCHART est programmé pour fournir des valeurs mensuelles de la

performance d'un système sur toute l'année. Cependant, TRNSYS peut simuler le système pour n'importe quelle période désirée avec n'importe quel pas de temps. Par exemple, on peut simuler le système heure par heure pendant un jour, jour par jour pendant un mois, semaine par semaine pendant une année, etc.

4.1.1 Avantages de TRNSYS

1. Le programmeur peut choisir le contenu et le format des résultats de la simulation.

2. Le programmeur peut choisir le pas de temps et la longueur de la simulation.

3. Le système modulaire de TRNSYS permet une simulation facile. Tout le problème de la simulation se réduit à l'identification de tous les éléments et à la formulation d'une description mathématique générale de chacun de ces éléments.

4. Avec le système modulaire de TRNSYS, de nombreux éléments sont communs à différents systèmes et peuvent ainsi être utilisés avec peu ou pas du tout de modifications.

5. TRNSYS permet de simuler des systèmes transitoires de façon très détaillée.

4.1.2 Inconvénients de TRNSYS

1. L'apprentissage du programme TRNSYS est long. La période d'apprentissage peut être cinq à dix fois plus longue qu'avec FCHART.

2. L'exploitation de TRNSYS est très coûteuse si l'on compare avec d'autres programmes disponibles comme FCHART. Par exemple, des simulations annuelles identiques d'un chauffe-eau solaire coûtent généralement plus de 30 $ avec TRNSYS et moins de 1.00 $ avec FCHART. Des recherches menées au University of Wisconsin Solar Energy Laboratory montrent une très bonne corrélation entre les résultats de FCHART et TRNSYS, avec un écart généralement inférieur à quelques pourcents.

3. Les modèles ou les sous-programmes des éléments qui ne se trouvent pas dans la bibliothèque TRNSYS sont difficiles à programmer et nécessitent un temps d'ordinateur relativement long. Les sous-systèmes compacts trouvés dans la bibliothèque TRNSYS sont très efficaces et consomment donc moins de temps d'ordinateur. Le résultat relatif au chauffe-eau solaire susmentionné était basé sur le sous-système "chauffe-eau solaire" TRNSYS. On a fait un nouvel essai en utilisant des sous-programmes séparés pour

le réservoir de stockage et le chauffage auxiliaire, pour un coût légèrement supérieur à 50 $.

4.2 LE PROGRAMME FCHART

Ce programme de simulation est la corrélation des résultats de plusieurs centaines de simulations de performance thermique effectuées avec TRNSYS. Ces simulations ont été effectuées pour une gamme de paramètres que l'on trouve dans les systèmes réels. Le paramètre de conception le plus important est la superficie du capteur. Parmi les autres paramètres variables on trouve le type de capteur, la capacité de stockage, les débits des fluides, l'importance de la demande et la taille de l'échangeur de chaleur. Les domaines de variation des paramètres de conception utilisés dans l'élaboration de FCHART sont donnés au Tableau 4.2.1.

Le programme de simulation FCHART peut être utilisé pour trois configurations de base: systèmes à liquide et à air pour le chauffage des locaux et de l'eau et systèmes pour le chauffage de l'eau sanitaire seulement. FCHART calcule la performance mensuelle du système à partir des paramètres d'entrée et de moyennes à long terme de données météorologiques mensuelles.

FCHART est basé sur les hypothèses suivantes:

1. Il y a mélange parfait dans tous les réservoirs de stockage de liquide.

TABLEAU 4.2.1

DOMAINE DE VARIATION DES PARAMÈTRES
DE CONCEPTION UTILISÉS POUR L'ÉLABORATION
DE FCHART

$0.6 \leq (\tau\alpha)_n \leq 0.9$

$5 \leq F'_R A \leq 120\ m^2$

$2.1 \leq U_L \leq 8.3\ W/m^2C$

$30 \leq \beta \leq 90$ deg.

$83 \leq (UA)_h \leq 667\ W/m^2C$

2. Pour trouver la demande en eau chaude dans le cas d'un chauffe-eau, on normalise le profil d'écoulement massique quotidien élaboré lors d'une étude de Rand Corporation et l'on applique le résultat à la demande massique quotidienne spécifiée par l'utilisateur (voir figure 4.2.1).

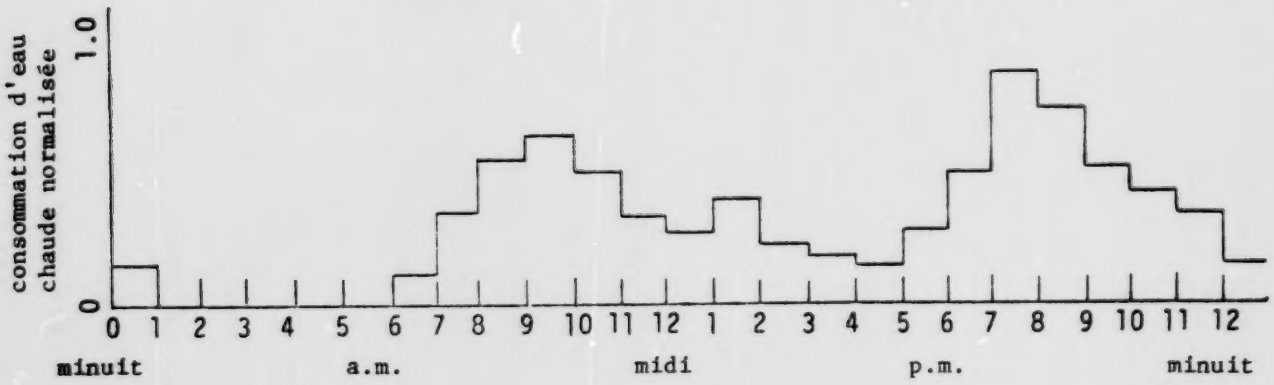
3. La courbe de rendement des capteurs est une ligne droite.

4. Le rayonnement solaire est symétrique par rapport au midi solaire.

5. Les systèmes sont bien conçus et bien construits, la distribution de l'écoulement est uniforme, le débit correspond aux données de performance du capteur et les systèmes sont identiques aux modèles informatisés.

4.2.1 Facteur d'utilisation FCHART

Le facteur d'utilisation est défini comme étant la fraction du rayonnement solaire incident qui peut être convertie en chaleur utile par un capteur pour lequel $F_R \tau\alpha = 0,9$ et la différence entre la température à l'entrée et la température ambiante est constante. FCHART utilise le facteur d'utilisation mensuel moyen comme un paramètre dans la conception de systèmes à liquide pour le chauffage des locaux et pour le chauffage combiné des locaux et de l'eau.



Profil quotidien de débit massique

FIGURE 4.2.1

FCHART utilise les deux corrélations suivantes pour le facteur d'utilisation. Pour les capteurs plans le facteur d'utilisation est défini comme étant la fraction de rayonnement, au-dessus d'un niveau critique fixe, qui tombe sur une surface de capteur. On trouve ce niveau critique en attribuant une valeur nulle à la production utile du capteur (Q_u) dans l'équation suivante,

$$Q_u = A_c F_R \left[I_t (\tau\alpha) - U_L (T_i - T_a) \right].$$ Pour les capteurs à concentration, le facteur d'utilisation est défini comme étant la fraction de rayonnement, au-dessus du niveau critique fixe, qui tombe sur une surface de capteur pendant la période où le capteur fonctionne.

4.2.2 Résultats de FCHART

Les résultats de la simulation avec FCHART consistent en une évaluation de la performance thermique du système, un résumé de l'énergie achetée et, éventuellement, une analyse du fonctionnement du système pendant sa durée de vie. Ces résultats dépendent du type de système choisi, des éléments choisis et des valeurs des paramètres utilisés. Une fois le système proposé conçu et les données d'entrée choisies, le système peut être simulé.

La performance mensuelle du système est évaluée à partir des caractéristiques de l'équipement qui ont été introduites et de la moyenne à long terme des données météorologiques enregistrées. FCHART est un très bon outil pour la prévision à long terme de la performance du système solaire.

L'analyse économique d'un système peut être faite à la main ou obtenue à partir des résultats de FCHART. L'utilisation de l'analyse économique de FCHART dépendra des besoins de l'utilisateur. S'il est seulement intéressé par la période de remboursement, il n'est pas nécessaire de simuler l'analyse économique avec FCHART. Cependant, s'il désire une analyse plus détaillée, incluant des corrections pour la dépréciation, les taux d'intérêt et l'inflation, il faudra effectuer une simulation avec FCHART.

L'analyse par FCHART du coût du système sur sa durée de vie se fait à trois niveaux, suivant les exigences de l'utilisateur. FCHART peut aussi comparer les coûts de deux systèmes. Chaque comparaison peut se faire à deux niveaux de complexité. On trouvera une explication détaillée de l'analyse économique dans le manuel de l'utilisateur.

4.3 LE PROGRAMME WATSUN

WATSUN est une série de programmes informatisés généraux élaborés à l'Université de Waterloo. Le but de ces programmes est d'aider le concepteur dans son étude des chauffe-eau domestiques solaires et des systèmes de chauffage des locaux. WATSUN utilise un grand nombre d'algorithmes employés dans les programmes TRNSYS et FCHART. Comme FCHART, WATSUN utilise des configurations globales du système plutôt que les modèles modulaires de TRNSYS. WATSUN utilise les données météorologiques réelles pour simuler le fonctionnement du système heure par heure.

Comme avec TRNSYS, l'utilisateur peut fixer le jour de départ, la longueur de la période de simulation et le pas de temps pour les résultats. Cependant, certaines hypothèses du programme WATSUN peuvent rendre la validité des simulations à court terme (moins de quelques semaines) discutable. De plus, en ce qui concerne l'analyse économique, WATSUN se base sur une année pour prévoir la performance économique du système sur toute sa durée de vie. Par conséquent, l'analyse économique est obtenue seulement pour des simulations d'une durée d'un an exactement.

WATSUN nécessite des données d'entrée légèrement plus détaillées que FCHART. WATSUN peut modifier les profils horaires et quotidiens de consommation d'eau chaude domestique. WATSUN peut aussi simuler des systèmes identiques en faisant varier un paramètre par incréments. WATSUN simulera le fonctionnement du système pour une surface donnée de capteur et un rapport donné entre le volume de stockage et la surface du capteur. Sur demande, la surface du capteur est alors augmentée (le rapport entre le volume de stockage et la surface du capteur restant constant) et la simulation est répétée. Ce cycle se poursuit jusqu'à ce que la surface maximale du capteur soit simulée. On fixe alors la surface du capteur à sa valeur initiale et le cycle est répété en faisant varier le rapport entre le volume de stockage et la surface du capteur. Le cycle se termine par la simulation de la combinaison surface maximale - rapport volume/ surface maximum.

4.4 LE PROGRAMME ENERPUB

Le programme ENERPUB, élaboré par Enermodal Engineering Limited pour Travaux Publics Canada, peut être utilisé pour simuler la performance de systèmes solaires à liquide avec stockage saisonnier ou à court terme pour le chauffage des locaux, avec ou sans pompe à chaleur. Le programme peut aussi simuler la performance d'un système de chauffage solaire utilisé pour chauffer le mazout dans une cuve à mazout. ENERPUB ne convient pas pour la simulation des chauffe-eau domestiques à cause des contraintes imposées par les modèles d'échangeur de chaleur.

Le programme ENERPUB présente de nombreux avantages par rapport à d'autres programmes de simulation. Les calculs de performance étant effectués pour chaque heure simulée, les résultats du programme sont potentiellement plus précis que ceux de programmes utilisant un calcul mensuel, comme FCHART. De plus, le programme ENERPUB peut simuler une plus grande gamme de paramètres que des programmes limités par des équations de corrélation moyenne mensuelle. Plusieurs des modèles de ENERPUB ont été adaptés pour WATSUN (WATSUN est un programme de simulation horaire élaboré par l'Université de Waterloo). ENERPUB présente plusieurs améliorations par rapport au programme WATSUN de chauffage des locaux:

1) Modèle de réservoir avec stratification pour un stockage saisonnier ou à court terme.

2) Quatre emplacements possibles pour la pompe à chaleur.

3) Inclusion de la perte thermique du réservoir de stockage vers le bâtiment, l'extérieur ou le sol.

4) Inclusion de la perte thermique des conduites du capteur et du réservoir de stockage vers le bâtiment, l'extérieur ou le sol.

Le programme ENERPUB donne des résultats détaillés et précis pour le stockage saisonnier ou à court terme en milieu liquide pourvu que des valeurs raisonnables de tous les paramètres du système soient introduites. Tous les utilisateurs devraient lire et comprendre le présent manuel avant d'utiliser le programme.

4.5 LE PROGRAMME VENTAIR-2

Le programme VENTAIR-2 a été élaboré par Enermodal Engineering Limited pour Travaux Publics Canada. Il simule la performance de capteurs à air utilisés pour le préchauffage d'air industriel ou d'air d'aération dans un bâtiment. Le programme accepte les données de tous les capteurs à air approuvés par le programme AUES (Amherst 200, Solartech Solair, et Watershed A100) et de tout autre capteur plan à air installé en parallèle.

VENTAIR-2 est le seul programme capable de simuler le préchauffage d'air industriel ou d'aération. Les calculs de performance utilisent un pas de temps d'une heure pour assurer une précision maximale. Cependant, il y a une restriction importante: la demande d'air doit être constante pendant l'heure.

Par exemple, le programme VENTAIR-2 ne s'applique pas à un système d'aération de salle de bain fonctionnant à partir d'un interrupteur de lumière ou d'une minuterie.

Le programme VENTAIR-2 estimera avec précision le rendement thermique des systèmes solaires de préchauffage de l'air industriel ou d'aération dans la mesure où l'utilisateur fournira les paramètres du système dans les limites du programme.

Dans de nombreux bâtiments, un taux élevé de remplacement d'air est nécessaire pour la santé des occupants ou le fonctionnement correct de l'équipement. Parmi ces bâtiments, on trouve les hôpitaux, les garages, les piscines intérieures et les cuisines commerciales. Les volumes d'air à remplacer sont souvent assez grands (6 changements/heure) et de grandes quantités correspondantes d'énergie sont nécessaires pour amener la température de l'air à la température du bâtiment. Généralement, on se sert de systèmes de chauffage à résistance électrique ou avec serpentins à vapeur pour chauffer cet air.

Pour réduire la consommation d'énergie, on peut utiliser un dispositif de récupération de la chaleur qui transfèrera une partie de la chaleur provenant de l'air évacué à l'air frais. Cependant, les dispositifs de récupération de la chaleur présentent plusieurs inconvénients. L'accumulation de givre lorsque la température est inférieure au point de congélation et l'entartrage par la graisse provenant des cuisines peuvent endommager l'équipement. De plus, des modifications sont nécessaires si l'air

évacué contient des produits chimiques toxiques. L'installation de cet équipement peut être coûteuse dans les situations où l'on modifie l'équipement existant si l'on doit ajouter des conduites pour le retour de l'air.

L'emploi de capteurs solaires à air pour préchauffer l'air d'aération a été présenté comme une méthode viable de remplacement de l'équipement de récupération de la chaleur dans de nombreuses applications. Avant de décider d'utiliser ce type de systèmes, il est nécessaire d'évaluer la performance thermique annuelle. Le programme VENTAIR-2 a été spécialement conçu pour aider le concepteur à évaluer la performance de systèmes solaires de préchauffage de l'air d'aération.

De nombeux procédés industriels nécessitent de grands volumes d'air pour le séchage ou le chauffage. C'est le cas, par exemple, pour le séchage de la peinture, le séchage des aliments, le préchauffage de l'air de combustion et la stérilisation et le séchage des bouteilles et des canettes. On peut aussi utiliser le programme VENTAIR-2 pour simuler le préchauffage solaire dans ces procédés dans la mesure où l'écoulement d'air est constant pendant chaque heure. Le programme VENTAIR-2 ne convient pas si le débit dépend de l'humidité relative ou de la température ambiante.

4.6 ASTEPI

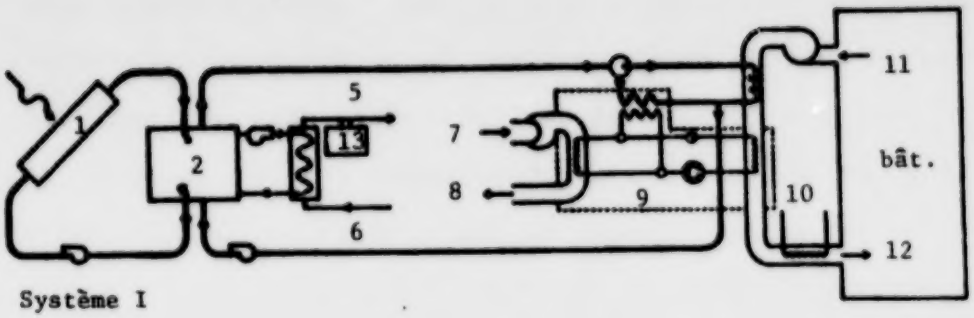
ASTEPI (Programme de stockage annuel de l'énergie solaire) est un programme écrit en PL/1 qui a été conçu à

l'Université de Toronto. Il simule la performance horaire de systèmes de chauffage solaires pour le chauffage des locaux et le chauffage de l'eau sanitaire. Bien qu'il soit surtout conçu pour simuler les systèmes de stockage saisonniers, il permet aussi de simuler des systèmes avec stockage à court terme ainsi que des systèmes combinant le stockage saisonnier et le stockage à court terme.

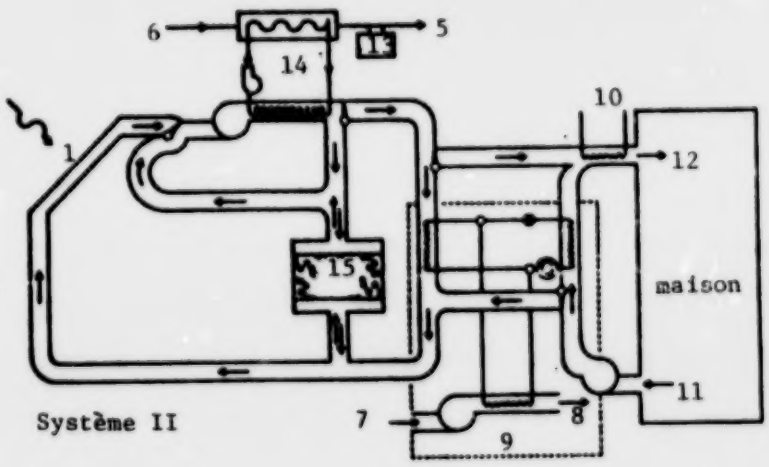
ASTEPI est conçu pour utiliser la nouvelle base élargie de données sur le rayonnement solaire du Service canadien de l'environnement atmosphérique.

La simulation se fait avec un pas de une heure, en supposant que, pendant chaque heure, les données météorologiques (la température du thermomètre sec à l'extérieur et l'ensoleillement) et les autres paramètres (par exemple, la température de stockage de l'eau chaude, la demande énergétique du bâtiment) ne varient pas. De cette façon, on réduit les équations différentielles dépendant du temps associées à la performance thermique du système à de simples équations algébriques que l'on peut résoudre directement.

Bien que, dans les grands réservoirs de stockage utilisés pour le stockage annuel, il y ait peu de variations de température au cours d'une journée, encore moins au cours d'une heure, il y a des avantages à faire des calculs horaires plutôt que quotidiens. En effet, le calcul de l'énegie solaire recueillie est alors plus précis. On utilise des données expérimentales de performance du capteur (pente, ordonnée à l'origine

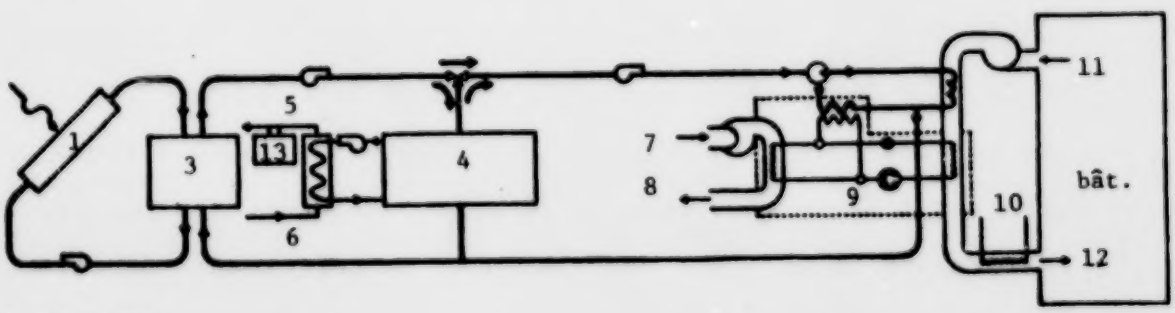


Système I



Système II

1. capteur
2. réservoir de stockage
3. réservoir de stockage à court terme
4. réservoir de stockage annuel
5. vers le chauffe-eau
6. réseau public
7. air ambiant
8. air
9. pompe à chaleur
10. chauffage auxiliaire
11. air remis en circulation
12. air conditionné
13. auxiliaire
14. eau chaude sanitaire
15. pierres



Système III

Systèmes ASTEPI fondamentaux

FIGURE 4.6.1

de la courbe de rendement) basées sur la température du fluide à l'entrée du capteur pour modéliser la performance du capteur.

Pour évaluer les pertes thermiques dans le réservoir de stockage, on utilise des données basées sur des calculs détaillés du transfert de chaleur par conduction dans le sol pour des réservoirs cylindriques enterrés. Ces données sont introduites dans un modèle généralisé de résistance thermique efficace.

ASTEPI est conçu pour simuler un certain nombre de cas en un seul essai, ce qui permet à l'opérateur d'examiner les effets du changement d'un ou de plusieurs paramètres.

4.7 LE PROGRAMME BLAST

Le programme BLAST (Building Loads Analysis and System Thermodynamics) a été conçu par le U.S. Army Construction Engineering Research Laboratory sous le parrainage d'Air Force Engineering and Services Center, de la Tyndall Force Base (FL.) et du Department of the Army, Office of the Chief of Engineers, Washington, D.C. BLAST est une série de sous-programmes utilisés pour prévoir la consommation d'énergie ainsi que la performance et le coût de systèmes énergétiques dans les bâtiments. BLAST est un programme très détaillé qui simule les consommations horaires pour le chauffage et le refroidissement des locaux, la performance horaire des ventilateurs, la performance horaire des centrales classiques de chauffage et de refroidissement, la performance totale des centrales énergétiques et des systèmes solaires, et les coûts pendant toute la durée de vie.

On peut utiliser BLAST pour des bâtiments existants et pour de nouvelles constructions. Pendant la phase préliminaire de conception des nouveaux bâtiments, on peut l'utiliser pour des analyses coûts-bénéfices de diverses conceptions possibles en fonction de l'emplacement, de l'orientation du bâtiment, de sa taille, de sa forme et du fenêtrage. On peut aussi l'utiliser pour définir de meilleurs modes d'exploitation et pour déterminer la taille de l'équipement de conditionnement d'air. Avec les bâtiments existants, on peut utiliser BLAST pour évaluer des changements apportés au mode d'exploitation.

BLAST peut simuler des capteurs solaires ainsi que des systèmes passifs tels que les murs Trombe et les isolants amovibles. BLAST n'est normalement pas utilisé pour simuler la performance d'un système solaire mais on l'utilise pour ccmparer la performance d'un système solaire et celle d'un système de conditionnement d'air classique. On trouvera plus de détails dans le manuel de l'utilisateur du programme BLAST.